

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



# **Perspetivas para a Produção de Energia Renovável em Portugal**

Renata Delgado Gaspar

Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2014



UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



# **Perspetivas para a Produção de Energia Renovável em Portugal**

**Renata Delgado Gaspar**

**Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Trabalho realizado sob a supervisão de:

Professora Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro

Doutor Ricardo Jorge Frutuoso de Aguiar

**2014**



## Agradecimentos

Esta Dissertação representa o cortar de mais uma meta, o concretizar de mais um sonho. Seria impróprio dizer que este trabalho é obra apenas minha, como mostra a capa, sendo também de muitos que me incentivaram e não me deixaram perder o alento durante esta fase. A realização deste trabalho só foi possível graças à colaboração e ao contributo de várias pessoas.

Em primeiro lugar, agradeço à Professora Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro, por estar sempre disponível, por me ter apresentado este projeto e por ter permitido que eu fizesse parte dele, que se revelou ser um desafio e que me tornou mais versátil.

Agradeço ao Doutor Ricardo Jorge Frutuoso de Aguiar, por me acompanhar de perto durante todo este tempo, pelo seu contributo precioso para este trabalho desde o início até ao fim.

A todos os meus amigos pela força e confiança nos momentos maus, pela companhia e partilha nos momentos bons. Cada um foi essencial à sua maneira neste “período crítico”.

Um obrigada especial à Patrícia e ao André, por desempenharem tão bem o papel de “auditores externos” deste trabalho. O vosso contributo foi crucial!

Aos meus tios Kim João e Xana e ao meu primo João Gonçalo, por toda a disponibilidade e pelos bons momentos que me proporcionaram nesta fase da minha vida. Foi muito importante para mim sentir que podia contar sempre convosco.

À minha irmã, por me apoiar incondicionalmente e por ser um grande exemplo a seguir, e ao Ricardo. Vocês são uma parte fundamental da minha base e a estabilidade que me dão foram bastante importantes para conseguir terminar este trabalho.

À minha sobrinha Madalena, que está para chegar, mas que só por estar a caminho já me alegrou os momentos menos bons dos últimos 6 meses e deu-me força para levar este projeto até ao fim.

Deixando para o final o agradecimento mais importante, aos meus pais, a quem dedico este trabalho. Poderia escrever outra dissertação de cem páginas só para vos agradecer por tudo e por mais alguma coisa, porque a vocês devo tudo! Muito obrigada pela oportunidade que me deram de crescer e de desenvolver as minhas capacidades, por acreditarem sempre em mim, por estarem sempre por perto. Devo-vos a pessoa que sou hoje e espero que se orgulhem tanto de mim quanto eu me orgulho de vos ter como pais!



## Resumo

A questão energia-clima tem vindo a ganhar terreno nas políticas públicas adotadas nos últimos anos. Em 2006, a União Europeia acordou com Portugal que, no horizonte 2020, pelo menos 30,6% das necessidades de aquecimento e arrefecimento sejam supridas com recurso a energias renováveis; a incorporação de fontes de energia renovável na produção de eletricidade não deve ser inferior a 55,3%; no mínimo 10% das necessidades sejam garantidas por fontes de energia renovável (FER) no sector dos transportes; e, no consumo final bruto de energia, a quota de FER esteja acima dos 31%. Com vista ao cumprimento dessas metas foram desenvolvidos os Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis e para a Eficiência Energética (PNAER e PNAEE), em 2008 e em 2010, respetivamente, posteriormente revistos em 2012. Entretanto, o desempenho e as perspetivas macroeconómicas e demográficas alteraram-se, levando à estagnação da evolução da procura de energia a nível nacional, o que, eventualmente, abre espaço a um cumprimento das metas UE com menos esforço nacional.

Neste contexto foram desenvolvidos cinco cenários energéticos – um cenário base e quatro variantes – que exploram possíveis evoluções do sistema energético português até 2030. O objetivo é oferecer novos dados e alternativas do caminho a seguir para a próxima revisão dos Planos Nacionais de Ação, em 2016. A modelação dos dados de cada cenário é feita com recurso ao *software* LEAP, no qual foi incluído, no LNEG, um modelo do sistema energético nacional, e onde se faz um balanço anual da procura e de oferta de energia. Teve-se especial atenção à produção de eletricidade e aos indicadores que traduzem o cumprimento das metas europeias.

Foram analisados e comparados os resultados devolvidos por cada cenário, ou seja, a resposta do sistema energético nacional perante diferentes condições de procura e de oferta de energia, embora admitindo sempre o cumprimento dos PNAER/PNAEE.

Os resultados demonstraram que, efetivamente, as metas de incorporação de mais fontes de energia renovável no aquecimento e arrefecimento, produção de eletricidade, transportes e consumo final bruto de energia, podem ser mais ambiciosas para o horizonte 2020 do que o previsto atualmente nos Planos. Sabendo que as várias estratégias serão possíveis, a estratégia concreta a adotar pode então ser um misto de características dos vários cenários.

***Palavras-chave: energias renováveis, metas europeias, cenários energéticos, LEAP***





## **Abstract**

The energy-climate issue has been gaining relevance in the public policies adopted in recent years. In 2006, the European Union agreed with Portugal that by 2020 at least 30.6% of heating and cooling needs are to be satisfied using renewable energy; the incorporation of renewable energy in electricity production shall not be less than 55.3%; at the transportation, at least 10%; and stand above 31% in the gross final energy consumption. In order to fulfill these goals, National Action Plans (NAPs) were developed for Renewable Energy and for Energy Efficiency, respectively in 2008 and 2010, and revised in 2012. Meanwhile, the macroeconomic, demographic, and energy demand perspectives have degraded. This may open up paths to a fulfillment of EU targets with less national effort.

In this context five energy scenarios were explored – a baseline scenario and four variants –, covering a range of possibilities for the evolution of the Portuguese energy panorama until 2030. The goal was to provide new data and alternative ways forward for the revision of the NAPs due by 2016.

Contributions were made to the national energy system model mounted on the LEAP software and being developed at LNEG, especially updating historical data and modeling power plants. A methodology recommended by the European Environment Agency was adapted and used to produce storylines for the five scenarios (with the constrain that the UE 2020 targets were met). These were translated in numerical data defining energy supply and demand in the LEAP model.

The results have shown that indeed there is room for incorporating more renewable energy sources for heating and cooling, and electricity production, by 2020, than currently foreseen in the NAPs. Since various strategies were found possible, a concrete strategy to adopt can be a mix between those of the various scenarios. Most of all, this can be translated either in more ambitious 2020 goals for share of renewables in electricity, transportation, and gross final energy consumption, or in a reduced national effort to be set in the 2016 reviewed NAPs.

***Keywords: Renewable energy, European targets, energy scenarios, LEAP***



## Conteúdo

1.	Introdução .....	1
1.1	Contexto energético-ambiental mundial .....	1
1.2	Portugal, o novo paradigma energético e as exigências europeias .....	4
1.2.1	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis.....	8
1.2.2	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética.....	12
1.3	Objetivos deste estudo.....	22
1.4	Estrutura da dissertação.....	23
2.	Sistema energético português .....	25
2.1	Procura de energia .....	26
2.2	Oferta de energia .....	31
2.2.1	Centros eletroprodutores.....	31
2.2.2	Importação e exportação de eletricidade .....	37
2.2.3	Refinarias de petróleo .....	38
2.3	Modelação do Sistema Energético Português .....	39
2.4	Indicadores .....	41
3.	Cenarização Energética .....	43
3.1	Perspetivando o futuro .....	43
3.2	Metodologia .....	46
3.3	Exercícios de cenarização nacionais.....	47
3.4	Características gerais dos cenários energéticos construídos.....	49
3.5	Cenarização das alavancas da procura de energia.....	50
3.6	Cenário de Referência .....	54
3.7	Cenário 1 .....	58
3.8	Cenário 2A .....	60
3.9	Cenário 2B .....	62
3.10	Cenário 3 .....	64
4.	Exploração prospetiva .....	67
4.1	Resultados da cenarização .....	67
4.1.1	Procura de energia .....	67

4.1.2	Oferta de energia .....	75
4.2	Comparação de diferentes apostas estratégicas .....	90
5.	Conclusões e trabalho futuro .....	95
6.	Bibliografia.....	99

## Índice de Figuras

Figura 1 – Reservas de petróleo comprovadas no mundo (BBC, 2014).....	2
Figura 2 – Consumo anual de petróleo por região (BBC, 2014).....	2
Figura 3 – Curva de Hubbert (Hubbert, 2014).....	2
Figura 4 – Dependência energética externa dos países da EU-28, em 2011 (EUROSTAT, 2013).....	4
Figura 5 – Histórico da evolução de potência instalada FER em Portugal, até 2012 (RCM, 2013). ....	9
Figura 6 – Programa original do PNAEE de 2008 (RCM, 2008). ....	13
Figura 7 – Descrição dos métodos top-down e bottom-up (ATKearney, 2012).....	22
Figura 8 – Histórico da procura de energia agregada por sector (DGEG, 2011 –2014a). ....	26
Figura 9 – Evolução da população em Portugal, em milhões de pessoas, total e por faixa etária, no período de 2005 a 2012 (AGUIAR, 2012a). ....	26
Figura 10 – Evolução do PIB, em mil milhões de euros, em Portugal, no período de 2005 a 2012 (AGUIAR, 2012a).....	27
Figura 11 – Variáveis demográficas com influência na procura de energia: população total, população ativa e população empregada em milhões de pessoas, taxa de desemprego em percentagem (AGUIAR, 2012a).....	28
Figura 12 – Peso de cada um dos modos de transporte (linhas contínuas) na procura de energia e de cada fonte de energia (linhas tracejadas) na satisfação das necessidades energéticas do sector dos transportes (AGUIAR, 2012a). ....	28
Figura 13 – Consumo de energia no sector residencial, em Portugal, por tipo de energia e por tipo de utilização, em 2010 (INE, 2010).....	29
Figura 14 – Peso de cada fonte de energia na satisfação das necessidades energéticas no sector dos serviços (AGUIAR, 2012a).....	29
Figura 15 – Contribuição de cada fonte de energia no sector industrial (AGUIAR, 2012a). ....	30
Figura 16 – Diagrama de carga de Portugal Continental do dia 8 de maio de 2014. (REN, 2014).....	32
Figura 17 – Aproveitamento energético do recurso num processo da cogeração. (GALP, 2014) .....	33
Figura 18 – Histórico da potência instalada das centrais termoelétricas em Portugal, no período de 2005 a 2012 (REN, 2013; EEM, 2013; EDA, 2013). ....	34
Figura 19 – Potência Instalada, em 2012, por fonte de Energia Renovável (e2p, 2013). ....	36
Figura 20 – Distribuição dos centros eletroprodutores com base em FER em Portugal (e2p, 2013)... ..	37

Figura 21 – Diagrama de carga de Portugal Continental do dia 8 de maio de 2014, com destaque para as importações e exportações de eletricidade (REN, 2014). .....	37
Figura 22 – Evolução do volume de importações e exportações de eletricidade, no período de 2005 a 2012 (DGEG). .....	38
Figura 23 – Representação do <i>software</i> utilizado, o LEAP, com destaque para o diagrama energético. ....	40
Figura 24 – Representação do <i>software</i> utilizado, o LEAP. ....	40
Figura 25 – Representação do <i>software</i> utilizado, o LEAP, com destaque para os elementos de caracterização dos processos de produção de eletricidade. ....	41
Figura 26 – Cenário demográfico (população total) neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários. ....	51
Figura 27 – Cenário do PIB nominal neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários (PNAER 2012 e Ministério das Finanças 2013). ....	51
Figura 28 – Cenário do PIB real neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários (PNAER 2012 e Ministério das Finanças 2013). ....	51
Figura 29 – Cenários do emprego neste estudo. ....	52
Figura 30 – Cenário do PIB real <i>per capita</i> neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários (PNAER 2012 e Ministério das Finanças 2013). ....	52
Figura 31 – Cenário da produtividade aparente do trabalho neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários (PNAER 2012 e Ministério das Finanças 2013). ....	52
Figura 32 – Cenário do valor acrescentado bruto neste estudo. ....	53
Figura 33 – Cenário da atividade sectorial neste estudo. ....	53
Figura 34 – Cenário da atividade sectorial neste estudo. ....	53
Figura 35 – Evolução da procura de energia, por sector. ....	54
Figura 36 – Evolução da procura de energia, por fonte energética. ....	55
Figura 37 – Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores, para o Cenário de Referência. ....	57
Figura 38 – Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores, para o Cenário 1. ....	59
Figura 39 – Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores, para o Cenário 2A. ....	62
Figura 40 – Evolução da procura de energia, por fonte energética, para o Cenário 2B. ....	62
Figura 41 – Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores, para o Cenário 3. ....	64

Figura 42 – Evolução da procura energética, por fonte energética, no sector dos serviços. ....	67
Figura 43 – Evolução da procura energética, por fonte energética, no sector da agricultura e pescas. .....	69
Figura 44 – Evolução da procura energética, por fonte energética, no sector residencial, para o Cenário de Referência. ....	70
Figura 45 – Evolução da procura energética, por fonte energética, no sector residencial, para o Cenário 2B. ....	70
Figura 46 – Evolução da procura energética no sector dos transportes.....	71
Figura 47 – Evolução da procura energética, por fonte de energia, do sector dos transportes, para o Cenário de Referência. ....	71
Figura 48 – Evolução da procura energética, por fonte de energia, do sector dos transportes, para o Cenário 2B. ....	71
Figura 49 – Evolução da procura energética no sector da indústria. ....	73
Figura 50 – Evolução da procura energética associada à indústria transformadora, para o Cenário de Referência. ....	74
Figura 51 – Evolução da procura energética associada à indústria transformadora, para o Cenário 2B. .....	74
Figura 52 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, em centrais de cogeração. ....	75
Figura 53 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário de Referência. ....	77
Figura 54 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário de Referência. ....	78
Figura 55 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário 1. ....	79
Figura 56 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário 1.....	80
Figura 57 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário 2A. ....	81
Figura 58 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário 2A. ...	82
Figura 59 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário 2B. ....	83
Figura 60 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário 2B. ...	84
Figura 61 – Evolução do armazenamento de energia em albufeiras, para o Cenário de Referência e para o Cenário 2B. ....	85
Figura 62 – Evolução da energia transformada nas refinarias, para o Cenário de Referência e para o Cenário 2B. ....	86

Figura 63 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário 3. ....	87
Figura 64 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário 3.....	88
Figura 65 – Evolução das importações e exportações de eletricidade, no período de 2013 a 2030, para o Cenário de Referência e para o Cenário 3.....	89
Figura 66 – Evolução da contribuição das FER no aquecimento e arrefecimento, no período de 2013 a 2030.....	90
Figura 67 – Evolução da incorporação de FER na produção de eletricidade, no período de 2013 a 2030.....	91
Figura 68 – Evolução da incorporação de biodiesel no sector dos transportes, no período de 2013 a 2030.....	92
Figura 69 – Evolução da incorporação de FER no sector dos transportes, no período de 2013 a 2030. ....	93
Figura 70 – Evolução da incorporação de FER no consumo final bruto de energia, no período de 2013 a 2030. ....	94



## Índice de tabelas

Tabela 1 – Eixos principais nos quais se assenta a ENE 2020 (RCM, 2010).....	6
Tabela 2 – Áreas e programas do PNAEE 2016 (RCM, 2013). ....	14
Tabela 3 – Medidas Transversais.....	17
Tabela 4 – Medidas Específicas ou Sectoriais. ....	18
Tabela 5 – Síntese global dos impactes do PNAEE 2016 (RCM, 2013). ....	21
Tabela 6 – Evolução da população em Portugal, em milhões de pessoas, total e por faixa etária, no período de 2005 a 2012 (AGUIAR, 2012a). ....	27
Tabela 7 – Evolução do VAB por sector, em mil milhões de euros, em Portugal, no período de 2005 a 2012 (AGUIAR, 2012a).....	27
Tabela 8 – Histórico da potência instalada, em MW, das centrais termoelétricas, no período de 2005 a 2012 (REN, 2013; EEM, 2013; EDA, 2013). ....	34
Tabela 9 – Evolução da energia elétrica produzida, em PJ, das centrais termoelétricas, no período de 2005 a 2012 (REN, 2013; EEM, 2013; SREA, 2013).....	35
Tabela 10 – Previsão da evolução de potência instalada com base em FER (RCM, 2013). ....	35
Tabela 11 – Evolução da procura de energia, em PJ, por sector.....	55
Tabela 12 – Evolução da procura de energia, em PJ, por fonte energética. ....	56
Tabela 13 – Ordem de mérito da entrada na rede de eletricidade produzida pelos centros eletroprodutores adotada no Cenário de Referência. ....	57
Tabela 14 – Evolução da potência FER instalada, em MW, no período de cenarização, para o Cenário de Referência. ....	58
Tabela 15 – Ordem de mérito da entrada na rede de eletricidade produzida pelos centros eletroprodutores adotada no Cenário 1. ....	59
Tabela 16 – Evolução da potência FER instalada, em MW, no período de cenarização, para o Cenário 1.....	60
Tabela 17 – Evolução da potência FER instalada, em MW, no período de cenarização, para o Cenário 2A. ....	61
Tabela 18 – Evolução da procura de energia, em PJ, por fonte energética, para o Cenário 2B. ....	63
Tabela 19 – Evolução da potência FER instalada, em MW, no período de cenarização, para o Cenário de Referência. ....	65
Tabela 20 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector dos serviços. ...	68

Tabela 21 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector da agricultura e pescas. ....	68
Tabela 22 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector residencial, para o Cenário de Referência. ....	69
Tabela 23 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector residencial, para o Cenário 2B. ....	70
Tabela 24 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector dos transportes, para o Cenário de Referência. ....	72
Tabela 25 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector dos transportes, para o Cenário 2B. ....	72
Tabela 26 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, associada à indústria transformadora, para o Cenário de Referência. ....	73
Tabela 27 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, associada à indústria transformadora, para o Cenário 2B.....	74
Tabela 28 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte energética, em centrais de cogeração.em centrais de cogeração.....	76
Tabela 29 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário de Referência. ....	76
Tabela 30 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário de Referência. ....	77
Tabela 31 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário 1.....	79
Tabela 32 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário 1. ...	80
Tabela 33 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário 2A. ...	81
Tabela 34 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário 2A. ....	82
Tabela 35 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário 2B. ...	83
Tabela 36 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário 2B.....	84
Tabela 37 – Evolução do armazenamento de energia em albufeiras, em PJ, para o Cenário de Referência e para o Cenário 2B.....	85

Tabela 38 – Evolução da energia transformada nas refinarias, em PJ, em percentagem, no período de 2013 a 2030. ....	86
Tabela 39 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário 3. ....	87
Tabela 40 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário 3. ..	88
Tabela 41 – Evolução das importações e exportações de eletricidade, em PJ, no período de 2013 a 2030, para o Cenário de Referência e para o Cenário 3. ....	89
Tabela 42 – Evolução da incorporação de FER no eixo do aquecimento e arrefecimento, em percentagem, no período de 2013 a 2030. ....	90
Tabela 43 – Evolução da incorporação de FER na produção de eletricidade, em percentagem, no período de 2013 a 2030 (meta para 2020 = 55,3%). ....	91
Tabela 44 – Evolução da incorporação de FER no sector dos transportes, em percentagem, no período de 2013 a 2030 (meta para 2020 = 10%). ....	92
Tabela 45 – Evolução da incorporação de FER no consumo final bruto de energia, em percentagem, no período de 2013 a 2030 (meta para 2020 = 31%). ....	93



## **Acrónimos**

CO<sub>2</sub> – Dióxido de carbono

CSP – *Concentrated Solar Power*

DIA – Declaração de Impacto Ambiental

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

ENE 2020 – Estratégia Nacional para a Energia para 2020

ESE – Empresas de Serviços Energéticos

FEF – Fontes de Energia Fóssil

FER – Fontes de Energia Renovável

FMI – Fundo Monetário Internacional

GEE – Gases com Efeito de Estufa

GPL – Gás de Petróleo Liquefeito

LEAP – *Long Range Energy Alternative Planning System*

MAOTE – Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico

PCH – Pequena Central Hidroelétrica

PIB – Produto Interno Bruto

PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

PNAEE – Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNBEPH – Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico

PRE – Produção em Regime Especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

REN – Rede Elétrica Nacional

RNT – Rede Nacional de Transmissão

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SCE – Sistema Nacional de Certificação Energética e da Qualidade do Ar Interior nos Edifícios

SEN – Sistema Elétrico Nacional

SGCIE – Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia

SPP – Serviços de Prospetiva e Planeamento

UE – União Europeia

VAB – Valor Acrescentado Bruto



## **1. Introdução**

### **1.1 Contexto energético-ambiental mundial**

A revolução industrial do século XIX trouxe consigo uma explosão demográfica e deu início à grande era de utilização dos combustíveis fósseis – petróleo, carvão, gás natural. A industrialização levou a um crescimento populacional desenfreado – entre o século XIX e o século XXI a população mundial sextuplicou, passado de um para seis mil milhões de habitantes – e, consequentemente, ao aumento das necessidades energéticas.

Atualmente, as grandes preocupações no contexto energético mundial passam, não só pela segurança do abastecimento e pelos impactes sobre a competitividade económica, mas também pelos efeitos da utilização de energia, com destaque para as emissões de partículas e gases da combustão, levando à poluição atmosférica local e causando mudanças climáticas como o aquecimento global da Terra.

### **A insustentabilidade do paradigma energético do século XX**

Durante séculos o paradigma energético mundial esteve assente na lenha. No século XIX o carvão dominou todo o panorama e no século XX surge o paradigma energético do petróleo.

A descoberta do petróleo e do seu potencial energético revolucionou o sistema energético mundial. Contudo, a utilização desregrada de um recurso não renovável, escasso, finito e fisicamente limitado, rapidamente resultou numa quebra da oferta do recurso, com fortes impactes na economia global. O facto de nem todo o petróleo existente na Terra ser passível de exploração agrava ainda mais essa situação. Apenas as reservas que a indústria considera que podem ser extraídas, nas condições económicas e operacionais existentes, são contabilizadas - as chamadas reservas comprovadas - e têm uma distribuição bastante heterogénea pelo globo, como se observa na Figura 1. Há ainda a considerar que, a distribuição de reservas pelo mundo não coincide com as necessidades de cada região – Figura 2 – ou seja, a dependência externa de petróleo atinge uma grande parte dos países industrializados.

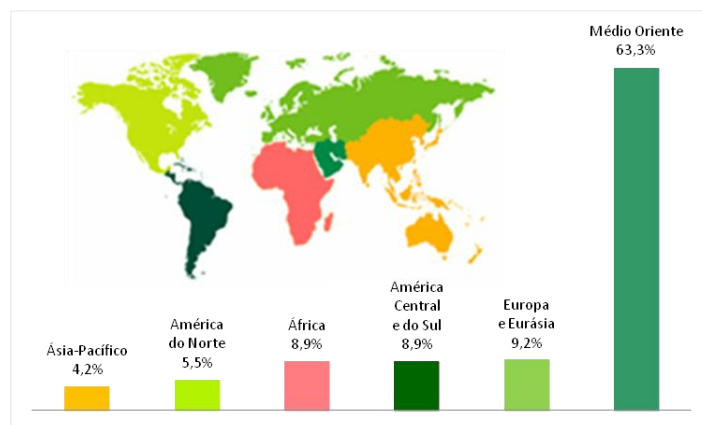


Figura 1 – Reservas de petróleo comprovadas no mundo (BBC, 2014).

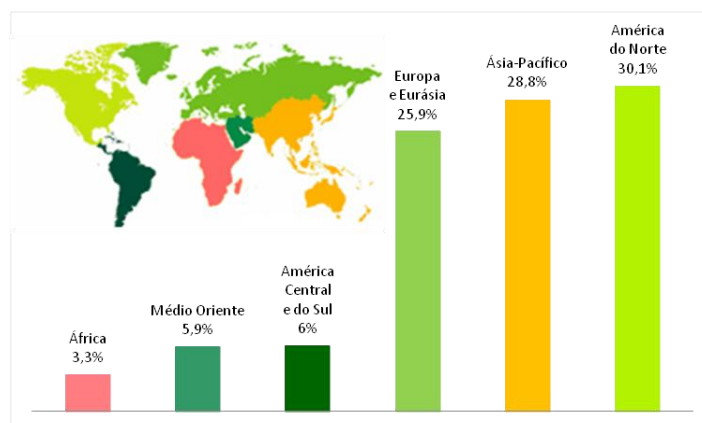


Figura 2 – Consumo anual de petróleo por região (BBC, 2014).

Em 1956, Marion Hubbert publicou a teoria do pico de recursos finitos, como o petróleo, defendendo que o ritmo de produção de um recurso escasso acelera a partir da sua descoberta e, à medida que os recursos de extração mais fácil ou barata são explorados, a produção atinge um ápice seguido de um declínio que tende para zero. De acordo com a teoria, seja em apenas um poço de petróleo ou no planeta inteiro, a curva de produção tende a assemelhar-se à forma de um sino representada na Figura 3.

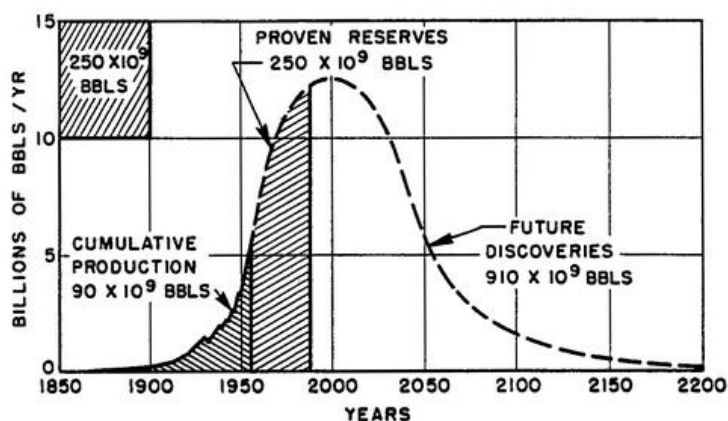


Figura 3 – Curva de Hubbert (Hubbert, 2014).



Ao petróleo junta-se o gás natural e o carvão. Este último imperava no século XIX mas continua a participar na satisfação das crescentes necessidades energéticas globais. Além do carácter finito destes recursos fósseis – são considerados fontes de energia não renovável por terem uma taxa de formação inferior à taxa de utilização – há ainda a problemática da poluição ambiental resultante da utilização dos mesmos. No caso do carvão, o processo de mineração é bastante poluente, envolvendo contaminação hídrica, atmosférica, do solo, subsolo e da paisagem. O carvão, aquando da sua queima, é o combustível mais poluente, mas o facto de ser barato e abundante torna-o numa alternativa muito atraente do ponto de vista económico. No final, a emissão de gases com efeito de estufa (GEE) resultante da queima de combustíveis fósseis é um dos fatores de maior influência no aquecimento global (IPCC, 2014).

Com a escassez de recursos fósseis que se avizinha no futuro próximo e face ao crescimento da procura, é imperativa a consciencialização de que o crescimento infinito com base em recursos finitos não é possível, e para que se possam suprir todas as necessidades energéticas é preciso considerar outros recursos energéticos – como as fontes de energia renovável (FER) que são (teoricamente) inesgotáveis – e limpos, i.e. que não prejudiquem o ambiente.

### **Políticas europeias para a energia**

Neste contexto tomou particular importância nos últimos anos o debate entre energia e clima. A evidência crescente de que as atividades humanas, com destaque para a queima de combustíveis fósseis que resulta em grandes quantidades de emissões de GEE, provocam alterações do clima à escala global do planeta com graves consequências (IPCC, 2014), despertou a consciência ambiental mundial. Isso levou, em 1997, à discussão e negociação do Protocolo de Quioto, em Quioto, Japão (APA, 2014). A entrada em vigor deste protocolo ocorreu em 2005, após a ratificação da Rússia em Novembro de 2004 (para entrar em vigor era necessário a ratificação de 55 países que, juntos, produzissem 55% das emissões de GEE). Os países do chamado “Anexo I” (na prática os países mais industrializados) assumiram o compromisso de, no chamado “primeiro período de cumprimento” – 2008 a 2012 – reduzir, em pelo menos 5,2%, a emissão de GEE em relação aos níveis de 1990. Essa redução de emissões abrangeu várias atividades económicas. O resultado esperado para este protocolo seria a mitigação (redução dos efeitos das alterações climáticas) do aumento de temperatura global entre 1,4°C e 5,8°C até 2100. O protocolo estimulava os países signatários a cooperarem entre si, através das seguintes linhas de atuação principais:

- Reformar os sectores de energia e transportes no sentido de maior eficiência energética;
- Promover o uso de fontes energéticas renováveis;
- Eliminar mecanismos financeiros e de mercado que suportam tecnologias de base fóssil;

- Limitar também as emissões de metano e óxido nitroso, por exemplo na gestão de resíduos e nos sistemas energéticos;
- Proteger as florestas dado o seu papel como sumidouros de carbono.

Neste contexto a União Europeia (UE) dispõe de várias políticas e medidas, traduzidas principalmente em Diretivas, para lidar com os problemas da Energia. Não havia, porém, uma integração coerente dessas políticas e medidas, nem uma ligação clara ao Protocolo de Quioto. Com a aproximação do final do primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto, a UE fez esse esforço de integração, de forma que, atualmente, a questão energética e a questão climática já não são tratadas como assuntos ambientais distintos, mas relacionados entre si, e fala-se sim da questão Energia-Clima.

Neste contexto surgiram as metas europeias «20-20-20», com um horizonte de atuação até 2020, com três objetivos (Comissão Europeia, 2014):

- Reduzir em, pelo menos, 20 % as emissões de gases com efeito de estufa da UE, em relação aos níveis de 1990;
- Aumentar para 20 % a parte da energia proveniente de fontes renováveis no consumo da UE;
- Reduzir em 20 % o consumo de energia primária, em relação aos níveis previstos, através do investimento na eficiência energética.

## 1.2 Portugal, o novo paradigma energético e as exigências europeias

No que toca a combustíveis fósseis, Portugal está numa posição desfavorável face a outros países industrializados, uma vez que não possui reservas em exploração de petróleo, carvão ou gás natural e o sistema energético português está assente nestes combustíveis, o que o torna num país fortemente dependente do exterior (Figura 4) e demasiado vulnerável face às flutuações dos preços dos combustíveis.

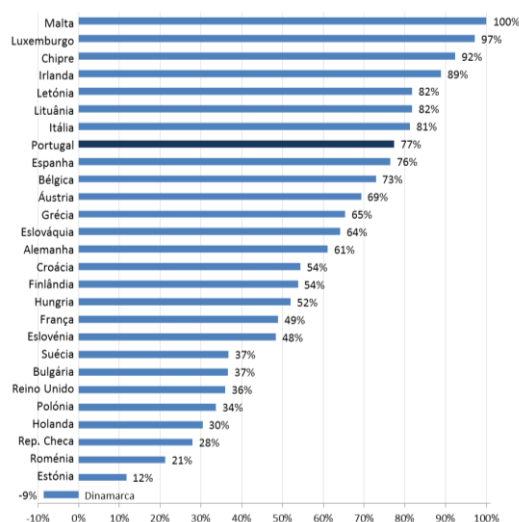


Figura 4 – Dependência energética externa dos países da EU-28, em 2011 (EUROSTAT, 2013).

Aliando à dependência externa de combustíveis fósseis as exigências para 2020 impostas pela UE e com vista a um sistema energético nacional mais sustentável do ponto de vista energético-ambiental, os últimos Programas de Governo têm dedicado algum espaço às questões energia-clima, e têm emitido vários documentos estratégicos baseados em estudos de prospetiva. Um dos mais importantes nos últimos anos foi a Estratégia Nacional para a Energia para 2020 (ENE 2020), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril de 2010, e que substitui a anterior visão dada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro. A ENE 2020 está assente em cinco eixos principais, cf. Tabela 1, e estabelece os seguintes objetivos (SILVA, 2010):

- Reduzir a dependência energética do País face ao estrangeiro;
  - ↳ Passar de 83-85%, em média, nos últimos anos, para 74% em 2020.
- Cumprir os compromissos para 2020 assumidos por Portugal no contexto europeu;
  - ↳ 31% de fontes de energia renovável no consumo de energia final;
  - ↳ Redução de 20% no consumo de energia final.
- Reduzir o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas;
  - ↳ Redução de 25% face a 2008 – equivalente a redução de importações de 2.000 M€ anuais.
- Consolidar o *cluster* das energias renováveis em Portugal
  - ↳ Assegurar um Valor Acrescentado Bruto de 3.800 M€ em 2020;
  - ↳ Criar mais 100.000 novos postos de trabalho, a acrescer aos 35.000 já existentes.
- Continuar a desenvolver os sectores associados à promoção da eficiência energética;
  - ↳ Assegurar a criação de 21.000 novos postos de trabalho;
  - ↳ Gerar um investimento de 13.000 M€ até 2020 e exportações adicionais de 400 M€.
- Promover o desenvolvimento sustentável.
  - ↳ Criar condições para o cumprimento das metas de redução de emissões assumidas pelo País.

**Tabela 1 – Eixos principais nos quais se assenta a ENE 2020 (RCM, 2010).**

EIXOS	PRIORIDADES
<b>1</b> Agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira	A ENE 2020 constitui uma agenda para a Competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira do País
<b>2</b> Aposta nas Energias Renováveis	Aposta nas fontes de energia renovável de forma a que, em 2020, representem 31% de toda a energia consumida e 60% da eletricidade consumida, assim como uma redução de 10% do consumo de energia final no sector dos Transportes
<b>3</b> Promoção da Eficiência Energética	Promoção da Eficiência Energética consolidando o objetivo de redução de consumo da energia final em 10% até 2015 e 20% em 2020
<b>4</b> Garantia de Segurança de Abastecimento	Assegurar a garantia da segurança de abastecimento através da diversificação do <i>mix</i> energético, quer no que diz respeito às fontes quer às origens do abastecimento
<b>5</b> Sustentabilidade da Estratégia Energética	Sustentabilidade económica e ambiental, promovendo a redução de emissões e a gestão equilibrada dos custos e dos benefícios da sua implementação

Estas estratégias para a Energia dos últimos governos têm vindo a ser implementadas por decisões dos Ministérios envolvidos e ao abrigo de diferentes Planos e Programas, como por exemplo, o Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC). Ultimamente, por exigência da UE já no contexto «20-20-20», e tendo em conta as metas e compromissos internacionais assumidos por Portugal em matéria de eficiência energética e de utilização de energia proveniente de FER, esses esforços foram consolidados em dois planos nacionais de ação (em inglês, *National Action Plan* – NAP), um para as energias renováveis e outro para a eficiência energética.

Assim o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), apresentado à Comissão Europeia pelos Estados-membro em 2010 e, posteriormente, revisto a cada cerca de 5 anos, com base em exercícios de prospetiva socioeconómica e energética, fixa os objetivos e traça o caminho (até 2020) para as quotas de energia proveniente de fontes renováveis consumida pelos sectores da eletricidade, do aquecimento e arrefecimento e dos transportes.

Em paralelo, o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) aborda o cumprimento das metas europeias de redução do consumo de energia e é caracterizado pelas suas áreas de atuação específicas – Transportes, Residencial e Serviços, Indústria e Estado – e transversais – Incentivos, Comportamentos, Fiscalidade e Financiamento.

A 10 de abril de 2013 foi aprovada a Resolução do Conselho de Ministros n.º20/2013 que faz a revisão e integração de ambos os Planos Nacionais de Ação, e que pretende introduzir no modelo energético nacional mais racionalidade económica e sustentabilidade. A revisão conjunta do PNAER e do PNAEE encaixa na pretensão de traçar uma estratégia nacional sustentável de exploração de

energias renováveis e de eficiência energética por forma a tornar a economia mais competitiva e de baixo carbono, e tem como principais linhas (RCM, 2013):

- O alinhamento dos objetivos dos Planos em função do consumo de energia primária;
- A eliminação de medidas não implementadas, de difícil quantificação ou com impacto reduzido e a sua substituição por novas medidas ou por um reforço das medidas já existentes de menor custo e maior facilidade de implementação;
- A avaliação estruturada dos impactes das medidas recomendadas por cada Plano;
- A instituição de um sistema conjunto de acompanhamento e monitorização dos Planos.

A revisão do PNAEE teve como objetivo projetar novas ações e metas para 2016, integrando as preocupações relativas à redução de energia primária para o horizonte 2020 e assentou em três eixos de atuação:

- i) Ação (adequação de medidas)
- ii) Monitorização (revisão dos métodos de monitorização de resultados)
- iii) Governação (redefinição do modelo de governação do PNAEE)

O PNAER foi redefinido tendo em conta a situação atual, na qual se verifica um excedente da capacidade de produção de energia elétrica devido à redução do consumo, por forma a adequar e a mitigar os custos inerentes. Deste modo, o PNAER, na sua versão de 2013, apresenta uma reestruturação do *mix* energético nacional, com a revisão da incorporação de cada FER no mesmo, tendo sempre em vista as metas de incorporação de energias renováveis para o horizonte 2020 mas tendo também em conta os custos de produção e a variabilidade temporal das FER e, consequentemente, o seu impacto no funcionamento técnico do sistema elétrico nacional e do mercado da energia elétrica.

Em suma, os objetivos declarados nos atuais PNAER e PNAEE revistos visam:

- Cumprir todos os compromissos assumidos por Portugal de forma economicamente mais racional;
- Reduzir significativamente as emissões de GEE, num quadro de sustentabilidade;
- Reforçar a diversificação das fontes de energia primária, contribuindo para aumentar estruturalmente a segurança de abastecimento do País;
- Aumentar a eficiência energética da economia, em particular no sector Estado, contribuindo para a redução da despesa pública e o uso eficiente de recursos;
- Contribuir para o aumento da competitividade da economia através da redução dos consumos e custos associados ao funcionamento das empresas e à gestão da economia doméstica, libertando recursos para dinamizar a procura interna e novos investimentos.

### **1.2.1 Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis**

Portugal tem registado uma evolução favorável, no que respeita à meta de incorporação de FER no consumo final bruto de energia de 31%, desde 2005 (ano base) até à presente data, tendo em 2010 atingido uma percentagem de 24,6%. Graças ao abrandamento da procura de energia, aliado à continuação da promoção das energias renováveis, espera-se que no horizonte 2014-2020 se continue a verificar uma evolução positiva da utilização de FER, contribuindo, assim, para o cumprimento das metas europeias para 2020. Contudo, há que garantir que Portugal dispõe de margem de manobra para o cumprimento dos objetivos da Diretiva Energias Renováveis, dada a incerteza quanto ao momento de recuperação económica, o qual levará a um novo aumento da procura de energia, sem que isso obrigue a esforços adicionais, que obriguem a custos extra para a economia, empresas e famílias.

O PNAER constitui a estratégia para as energias renováveis traçada pelo Estado Português. O cumprimento das metas europeias para 2020 relativas à utilização de energia proveniente de fontes renováveis é, assim, o objetivo central deste plano de ação, garantindo que os compromissos assumidos por Portugal são cumpridos da forma economicamente mais racional, numa lógica de estrita necessidade de cumprimento de metas, e privilegiando os mecanismos diretos, sobretudo no equilíbrio entre tarifas e incentivos.

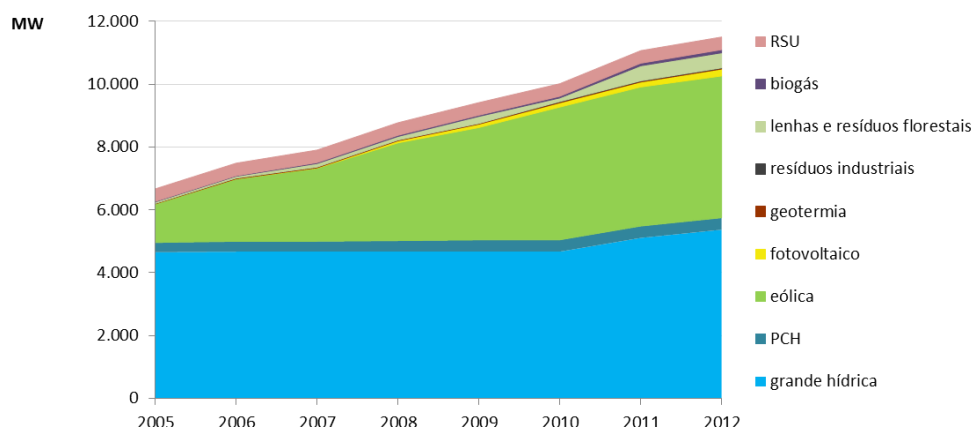
Num passado recente, apostou-se fortemente nos meios de produção de eletricidade baseados em FER e em centrais de ciclo combinado a gás natural, em prejuízo das centrais a gásóleo, a fuelóleo, e a carvão. Nos anos mais recentes, em média, mais de 45% da eletricidade produzida em Portugal teve por base as FER e cerca de 25% das necessidades do consumo final de energia são supridas com recurso a energias renováveis (RCM, 2013). Ora esta aposta, associada à atual retração da procura de energia, resultou num desequilíbrio entre a capacidade de produção instalada e o consumo de eletricidade, o qual se traduz na oferta excessiva de energia elétrica. Face a este desequilíbrio, o PNAER 2020 vem (em 2013) rever o peso relativo atribuído a cada uma das FER no *mix* energético nacional, e respetivas metas de incorporação para 2020, consoante o custo de produção associado a cada fonte e o seu potencial de operação em regime de mercado.

A Portugal foi entregue a quinta quota mais elevada da União Europeia, para a contribuição das FER no consumo final bruto de energia, 31%, o que reflete o caminho de sucesso percorrido até agora de incorporação de FER na produção de energia e o potencial existente para o desenvolvimento de novos projetos.

As medidas apresentadas no PNAER para o cumprimento das metas distribuem-se em três eixos: eletricidade, aquecimento e arrefecimento, e transportes.

## Eletricidade

Na última década, tem-se observado uma forte aposta na instalação de centros de produção de energia elétrica a partir de FER, Figura 5. A energia hídrica predomina ainda, mas há um crescimento notório da energia eólica, e a energia solar fotovoltaica (PV) tem vindo a ganhar cada vez mais relevância nos últimos anos. Para 2020, a meta de incorporação de FER no consumo final bruto de eletricidade é de 55,3% (RCM, 2013).



**Figura 5 – Histórico da evolução de potência instalada FER em Portugal, até 2012 (RCM, 2013).**

Entre 2005 e 2011 a potência instalada de centros de produção de eletricidade a partir de energia eólica mais do que triplicou, mas espera-se que até 2020 este crescimento abrande de forma notória devido à diminuição da procura de energia, à redução de tarifas subsidiadas (*feed-in tariffs* – FIT), e à consequente redução da disponibilidade de locais com elevado potencial energético. Por outro lado, a atribuição de capacidade de injeção de energia elétrica em locais da rede recetora, com origem eólica – normalmente designada por PIPs – Pontos de Injeção de Potência, com exceção de situações pontuais, está suspensa desde 2007.

Prevê-se também que, até 2020, a exploração do potencial eólico *offshore* não contribua de forma significativa para a produção de eletricidade, devido ao elevado investimento inicial necessário e à imaturidade do seu desenvolvimento tecnológico. Além disso, dadas as características da costa portuguesa, a capacidade potencial para aerogeradores *offshore* normais, fixos ao fundo, resume-se a cerca de 500 MW, sendo necessário recorrer a estruturas flutuantes de suporte dos aerogeradores para aproveitamento do restante potencial eólico *offshore*, mas esta tecnologia está ainda em fase de demonstração.

Por outro lado, há fatores que trabalham em sentido contrário. A possibilidade de criação de sinergias entre centrais hídricas de albufeira com funcionamento reversível e sistemas de FER, ao permitir o armazenamento de energia em excesso disponível nas horas de vazio do perfil diário de consumo, leva a um melhor aproveitamento dos recursos endógenos e potencia maiores taxas de penetração das tecnologias FER no *mix* elétrico, com destaque para a energia eólica. Diminui-se

assim a dependência energética do exterior e garante-se uma maior eficácia na gestão do sistema eletroprodutor. A aposta futura em energia hídrica foi traçada no Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), em que foram identificadas e definidas as prioridades para investimentos neste sector a realizar até 2020 (PNBEPH, 2014). Com este programa e com a requalificação de aproveitamentos já existentes prevê-se que a capacidade reversível instalada sofra um aumento bastante significativo.

As características da energia solar fotovoltaica tornam importante o investimento neste sector visto que possibilita a produção descentralizada de eletricidade, o seu ciclo de produção adequa-se perfeitamente aos períodos de maior consumo de energia e, tendo em conta a posição geográfica, Portugal é um sítio com grande potencial devido à disponibilidade de recurso solar e com capacidade provada de investigação e desenvolvimento de tecnologias.

Em Portugal, a utilização de energia geotérmica de alta entalpia restringe-se à região do Açores, em que o potencial é maior. A tecnologia EGS (*Enhanced Geothermal Systems*), que consiste na utilização da energia térmica das rochas de temperaturas elevadas existentes a grandes profundidades para produção de eletricidade, poderá vir a ser testada em Portugal (RCM, 2013).

A biomassa para queima tem um papel relevante no sistema eletroprodutor português. Cerca de 31% da capacidade instalada é em centrais dedicadas e o restante em cogeração. A capacidade de produção das centrais de biomassa dedicadas unicamente à produção de eletricidade está dependente da disponibilidade variável da biomassa florestal, e muitas vezes o balanço energético com a recolha, estilhamento e transporte para a central não é favorável. Desta forma, as perspetivas de aproveitamento desta FER são boas, mas não excecionais.

A utilização de biogás tem sido pequena e exclusivamente em centrais dedicadas à produção de eletricidade. No entanto, está prevista a injeção de biometano na rede de gás natural, o que permitiria ter uma contribuição do biogás na produção em centrais termoelétricas clássicas.

A costa portuguesa é bastante favorável ao aproveitamento de energia das ondas. No entanto, apesar dos investimentos significativos, as experiências com protótipos não têm sido auspiciosas, dadas as dificuldades do meio ambiente marinho e a imaturidade das tecnologias. Assim o PNAER não prevê contribuição significativa de energia das ondas até 2020.

### **Aquecimento e arrefecimento**

No eixo do aquecimento e arrefecimento o PNAER prevê que os níveis de uso de FER aumentem até 2020, sem necessidade de investimentos públicos adicionais, quer pela substituição de equipamentos por outros mais eficientes e consequente redução do consumo energético, quer pela continuidade de algumas políticas, nomeadamente o Sistema de Certificação de Edifícios (agora



Decreto-Lei 118/2013 de 20 de Agosto) que obriga à utilização de solar térmico em construções novas e grandes renovações (ou de outros sistemas de FER que produzam a mesma energia do sistema solar térmico). Estes regulamentos e algumas medidas impulsionadoras de sistemas de aquecimento e arrefecimento com base em FER levaram a que a meta estipulada de 30,6% para 2020 fosse alcançada e ultrapassada em 13%, em 2010, valendo 34,5%.

A biomassa é uma fonte importante e recorrente para aquecimento, prevendo o PNAER que ganhe ainda mais peso no consumo final bruto de energia em 2020, em especial no sector doméstico, devido ao provável aumento do preço da eletricidade e dos combustíveis fósseis.

A integração de biometano no sistema de gás natural irá conferir ao biogás um papel relevante no eixo do aquecimento, quer pela sua integração em centrais de cogeração, quer pelo seu uso nos sectores industrial e doméstico.

## **Transportes**

A vertente de FER no sector dos transportes é importante dada a importância deste sector no balanço energético nacional. Uma penetração grande de FER poderia reduzir significativamente a dependência do petróleo, levando à redução do défice da balança comercial externa, das emissões de CO<sub>2</sub>, e aumentando a segurança no abastecimento, uma vez que as FER contribuiriam para a diversificação das fontes de abastecimento de combustíveis.

A meta de incorporação de FER no sector dos transportes para 2020 é de 10%, no seguimento duma diretiva Europeia publicada em (2009: *RED Directive - DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.*, e o PNAER prevê que seja cumprida com 4,5% de biocombustíveis substitutos da gasolina, 87% de biocombustíveis substitutos do gasóleo e 8,5% de eletricidade de origem renovável.

O programa Mobi.E, que promove a utilização do transporte elétrico, principalmente nos centros urbanos, contribuirá também para a melhoria da qualidade do ar e de fomentar um modo de transporte mais eficiente. Deste programa estima-se que resulte numa taxa de crescimento média anual do parque de veículos elétrico em Portugal de 44% entre 2011 e 2020, no qual se incluem autocarros, veículos de mercadorias, veículos ligeiros e motociclos. Contudo, face ao contexto económico atual o crescimento real tem ficado aquém dos valores esperados.

No entanto, atualmente, os biocombustíveis são a solução mais promissora para o cumprimento das metas de introdução de FER no sector dos transportes uma vez que podem ser imediatamente utilizados nos veículos em circulação, sem necessidade de adaptação dos mesmos. A incorporação do biodiesel neste sector e a regulamentação que obriga a venda de misturas com incorporação de

biocombustíveis promete levar ao desenvolvimento dos biocombustíveis em Portugal e ao cumprimento das metas para este tipo de combustíveis no consumo nacional.

Porém, isto pode ser dificultado pelos critérios de sustentabilidade que os biocombustíveis utilizados na EU devem cumprir, também definido por regulamentação Europeia (*EU (2009) FQD - Fuel Quality Directive (DIRECTIVE 2009/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009).*):

- i) As emissões de GEE ao longo de toda a cadeia de produção devem ser, pelo menos, inferiores em 35% às provenientes dos combustíveis fósseis; em 2017 esse limite passará a 50%;
- ii) Não podem ser considerados sustentáveis os biocombustíveis produzidos a partir de matérias-primas provenientes:
  - a) De terrenos ricos em biodiversidade;
  - b) De terrenos com elevado teor de carbono;
  - c) De terrenos que tenham estatuto de zona húmida, salvo se o cultivo e a colheita não implicar a drenagem do solo anteriormente não drenado.

O biometano resultante do biogás pode também vir a ser utilizado no sector dos transportes, no abastecimento de veículos a gás natural em postos de enchimento dedicados. Este combustível poderá ainda ser utilizado para abastecer frotas de veículos em soluções isoladas ou de pequenas dimensões, em estações de abastecimento situadas nas proximidades dos locais de produção.

### **1.2.2 Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética**

A nova Diretiva para a Eficiência Energética (Diretiva n.º 2012/27/EU, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro) redefiniu o objetivo dos planos de ação de eficiência energética nos vários Estados-Membros. Inicialmente consistia em reduzir anualmente, até 2016, o equivalente a 1% do consumo médio de energia final em 2001-2005. Passou agora para um limite máximo ao consumo de energia primária em 2020 equivalente a uma redução de 20% relativamente à base referida.

Independentemente da orientação que é dada aos Estados-Membro a nível europeu, parece ser consensual que a sustentabilidade energética requer contenção e se possível redução nos consumos de energia nacionais, sendo isto especialmente importante para países que, como Portugal, não possuam recursos fósseis endógenos. Também é conhecido que a relação custo-benefício das medidas de eficiência energética é favorável em numerosas situações. Assim sendo, o novo PNAEE foi desenhado com a intenção de tornar a eficiência energética numa prioridade da política energética.

No contexto atual, a realidade nacional levou à necessidade da revisão do PNAEE, tendo em conta as fontes e o nível de financiamento disponíveis, reduzindo os incentivos financeiros para fazer face à estrita necessidade de cumprimento das metas e selecionando as medidas com base numa gradação da relação custo-benefício associada aos respetivos investimentos. Assim, do PNAEE 2016, atualmente em vigor, constam grande parte das medidas previstas no PNAEE de 2008, mas com as alterações necessárias das respetivas metas ou a inclusão ou extinção de algumas ações, em função do seu estado e potencial de implementação face ao respetivo custo económico. As medidas que até à revisão não tinham sido implementadas, de difícil quantificação ou com impacto reduzido foram eliminadas ou substituídas por novas medidas ou por um reforço das medidas já existentes de menor custo e de maior facilidade de implementação.

Assim a estratégia do PNAEE 2016 é o planeamento de novas ações e metas para 2016 em articulação com o PNAER 2020 e com o cumprimento das metas europeias «20-20-20», via três eixos de atuação:

- i) Ação, através da adequação das medidas ao atual contexto económico-financeiro, tendo em vista a redução do custo global do programa nacional de eficiência energética;
- ii) Monitorização, através da revisão dos métodos de monitorização dos resultados em conformidade com as diretrizes europeias e criação de uma visão macro do impacto do programa nacional de eficiência energética;
- iii) Governação, através da redefinição do modelo de governação do PNAEE.

Aquando da revisão do PNAEE, a poupança de energia alcançada até então pela aplicação das medidas do programa original do PNAEE, Figura 6, foi de 30,52 PJ, 49% dos 62,86 PJ estipulados como meta para 2016.



Figura 6 – Programa original do PNAEE de 2008 (RCM, 2008).

Da revisão do PNAEE de 2008 resultou, então, a eliminação das seguintes medidas (RCM, 2013):

- Eficiência Fuel: Programa “Renove Carro”, eliminado devido à retração na procura de combustíveis e lubrificantes mais eficientes face aos cenários de referência previstos;

- Planos de Mobilidade: medida do Programa “Mobilidade Urbana”, absorvida pela medida “Promoção da Mobilidade” do PNAEE 2016;
- Plataforma de gestão de tráfego nos grandes centros urbanos: medida do Programa “Mobilidade Urbana”, eliminada por não se terem registado quaisquer evoluções, resultado da inadequação dos recursos aplicados nesta medida ao estado atual da economia.
- Microprodução: medida incluída no Programa “Renováveis na Hora” e “Programa Solar” na área do Residencial e Serviços, descontinuada com a justificação de não ter impacto no consumo de energia final.

Tendo por base as áreas, programas e medidas do PNAEE de 2008, o PNAEE 2016 passou a ser estruturado da forma apresentada na Tabela 2.

**Tabela 2 – Áreas e programas do PNAEE 2016 (RCM, 2013).**

	Áreas					
	Transportes	Residencial e Serviços	Indústria	Estado	Comportamentos	Agricultura
	Eco Carro	Renove Casa & escritório	Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia	Eficiência Energética no Estado	Comunicar Eficiência Energética	Eficiência no sector Agrário
	Mobilidade Urbana	Sistema de Eficiência Energética nos Edifícios				
	Sistema de Eficiência Energética nos Transportes	Solar Térmico				

Na vertente de Transportes, a estratégia comunitária assenta em três pilares: compromissos voluntários da indústria automóvel para redução das emissões de GEE, melhorar informação ao consumidor; e promoção de automóveis mais eficientes através de medidas fiscais. No PNAEE 2016 existem três Programas:

#### *Programa “Eco Carro”*

Agrega as medidas direcionadas para a melhoria da eficiência energética nos veículos, com as seguintes medidas:

Tributação Verde – revisão do regime de tributação de veículos particulares, tendo em vista a promoção da introdução de veículos automóveis com baixo fator de emissão de CO<sub>2</sub>.

Pneu Verde – aumentar a introdução de pneus energeticamente eficientes, i.e. pneus de baixa resistência ao rolamento, e reduzir o número de veículos do parque automóvel que circulam com pressão incorreta de pneumáticos.

Mobi.E – Promoção da aquisição de veículos elétricos, em particular no mercado de ligeiros mistos e de passageiros e de *scooters* elétricas, aproveitando os investimentos já realizados no desenvolvimento da plataforma de gestão inteligente integrada.

*Programa “Mobilidade Urbana”*

Tem por objetivo a utilização de transportes coletivos e de modos suaves de transporte em detrimento do transporte individual motorizado, com enfoque particular nas zonas urbanas:

Promoção da mobilidade sustentável e da adoção de boas práticas – incentivar a utilização de transportes coletivos em detrimento do transporte individual.

Utilização de transportes e soluções de mobilidade energeticamente mais eficientes – através da introdução de material circulante mais eficiente nos transportes públicos rodoviários, minibus e serviços de transporte flexível, centrais de gestão de frotas e atribuição automática de serviços de táxi, e utilização de bicicletas e modos de transporte suaves.

*Programa “Sistema de Eficiência Energética nos Transportes”*

Visa dinamizar a utilização das redes ferroviárias de passageiros, bem como a gestão energética das frotas de transportes:

Oferta de transporte ferroviário de passageiros – melhoria da eficiência de exploração, da qualidade do serviço, e do tempo de viagem.

Regulamento de Gestão dos Consumos de Energia no Sector dos Transportes.

Apoio à instalação de equipamentos de enchimento de pneus a azoto – colocação de sistemas geradores de azoto nas oficinas das frotas particulares, com prioridade aos veículos pesados.

Sistema de Gestão de Frotas e promoção da eco-condução – promoção da adoção, pelos transportes de passageiros e de mercadorias, de sistemas de monitorização do desempenho dos motoristas profissionais, permitindo a correção de hábitos de condução inadequados, a adoção de boas práticas e a disponibilização de ferramentas para a formação contínua dos condutores, bem como soluções tecnológicas compatíveis com sistemas operativos abertos, garantindo a interoperabilidade com os dispositivos existentes no mercado que auxiliam a condução e dão informação sobre a condução e desempenho do veículo.

Note-se que entre 2008 e 2010, as reduções do consumo energético nos Transportes já atingiam 74% dos objetivos do PNAEE.

Na vertente de edifícios, ou Residencial e Serviços, também existem três Programas.

*Programa “Renove Casa & Escritório”*

Este programa integra medidas para a eficiência energética na iluminação, eletrodomésticos e reabilitação dos espaços:

Promoção de equipamentos mais eficientes – substituição de eletrodomésticos e de outros equipamentos elétricos para uso essencialmente doméstico; informação ao consumidor com rotulagem energética sobre características e desempenho dos produtos, sendo a sua escala de classes de desempenho entre A e G, ampliada em 2003 com a introdução das classes A<sup>++</sup> e A<sup>+</sup>.

Iluminação Eficiente – substituição de lâmpadas de baixa eficiências energética e *phase-out* das incandescentes.

Janela Eficiente – reabilitação de superfícies envidraçadas, quer através da utilização de vidro duplo, quer na utilização de caixilharia com corte térmico, quer na utilização de vidros com baixa emissividade.

Isolamento Eficiente – aplicação de isolamentos.

Calor Verde – aplicação de recuperadores de calor nas residências, como complemento e alternativa às lareiras abertas; os recuperadores de calor empregam ar forçado permitindo repartir uniformemente o ar quente produzido pelos espaços a aquecer.

#### *Programa “Sistema de Eficiência Energética nos Edifícios”*

Este programa é praticamente coincidente com o sistema nacional de certificação energética de edifícios (SCE), que foi recentemente refresco (Decreto-Lei 118/2013 de 20 de Agosto):

SCE Edifícios de Serviços, agora Regulamento para Edifícios de Habitação (REH) – obriga a que as novas edificações ou grandes reabilitações de edifícios alcancem quotas mínimas por classes eficientes, com o mínimo de B<sup>-</sup> a partir de 2020; e nos edifícios existentes, obter um contributo através da implementação das medidas de melhoria identificadas e sugeridas nos certificados energéticos.

SCE Edifícios de Serviços, agora Regulamentos para os Edifícios de Comércio e Serviços (RECS) – pretende-se certificar até 2020 cerca de metade dos edifícios de serviços com classe energética B<sup>-</sup> ou superior.

#### *Programa “Solar Térmico”*

O incentivo visa regulamentar a utilização do solar térmico nos edifícios, que já é feito desde 2006 através do SCE, que prevê a obrigatoriedade de instalação em numerosas situações. Além disso, especialmente desde 2001, esta tecnologia tem obtido suporte através de várias medidas de incentivo autónomas, tanto do tipo fiscal (via IRS e IRC) como financeiro (subsídios diretos). Embora estes últimos incentivos tenham praticamente desaparecido nos últimos anos, o PNAEE especifica duas medidas:

Solar Térmico Residencial - pretende-se a criação de um mercado sustentado para o sector residencial de 100.000 m<sup>2</sup> de coletores solares instalados por ano, o que se estima resulte em cerca de 800.000 m<sup>2</sup> de coletores instalados e operacionais até 2016 e 1.200.000 m<sup>2</sup> até 2020.

Solar Térmico Serviços - visa a criação de um mercado sustentado também no sector de serviços, com metas de instalação de 40.000 m<sup>2</sup> de coletores solares por ano, levando a cerca de 330.000 m<sup>2</sup> de coletores instalados e operacionais até 2016, e cerca de 500.000 m<sup>2</sup> até 2020.

Na vertente da Agricultura, o PNAEE 2016, ao contrário do PNAEE de 2008, considera o impacte proveniente do sector agrário, apresentando o Programa “*Eficiência Energética no sector Agrícola*”, em que existe um conjunto de medidas relacionadas com a atualização e renovação dos parques de maquinaria agrícola e florestal, melhorias nas estações elevatórias e sistemas de rega, a realização de diagnósticos e auditorias às atividades do sector.

Na vertente de Indústria, o PNAEE apresenta o Programa “*Sistema de Eficiência Energética na Indústria e outros sectores*”, com três medidas: SGCIE Medidas transversais, Tabela 3; SGCIE Medidas específicas, Tabela 4; e SGCIE Outros sectores, em que é identificado o potencial de economia existente no SGCIE para outros sectores de atividade, bem como o potencial resultante de novos projetos de cogeração ou de outras ações não diretamente ligadas à implementação do SGCIE, mas que conduzem ao aumento da eficiência energética da indústria.

**Tabela 3 – Medidas Transversais.**

Âmbito	Medida / Tecnologia
Motores Elétricos	Otimização de motores Sistemas de bombagem Sistemas de ventilação Sistemas de compressão
Produção de Calor e Frio	Cogeração Sistemas de combustão Recuperação de calor Frio industrial
Iluminação	Iluminação eficiente
Eficiência do Processo Indústria / Outros	Monitorização e controlo Tratamento de Efluentes Integração de processos Manutenção de equipamentos consumidores de energia Isolamentos térmicos Transportes Formação e Sensibilização de recursos humanos Redução de energia reativa

**Tabela 4 – Medidas Específicas ou Sectoriais.**

<b>Âmbito</b>	<b>Medida / Tecnologia</b>
Alimentação e Bebidas	Otimização da esterilização Processos de separação com membranas Mudança de moinhos horizontais para verticais Destilação a vácuo
Cimento	Otimização de moagens Utilização de combustíveis alternativos (e.g. biomassa) Redução da utilização de clínquer no cimento Utilização de gás natural (em substituição do coque de petróleo)
Metalo-eletromecânica	Combustão submersa para aquecimento de banhos Reutilização de desperdícios Otimização de fornos
Metalurgia e Fundição	Melhoria na qualidade dos ânodos e cátodos Sector da fusão Número de fundidos por cavidade Rendimento do metal vazado Diminuição da taxa de refugo Despoeiramento Aumento da cadência do ciclo Redução de sobre espessuras
Químicos, Plásticos e Borracha	Novas operações de separação (e.g. membranas) Utilização de novos catalisadores Otimização das destilações
Siderurgia	Melhoria dos fornos elétricos Processos de “ <i>smelting reduction</i> ” Moldagem e formação simultâneas
Madeira e Artigos de Madeira	Transportadores mecânicos em vez de pneumáticos Aproveitamento de biomassa Otimização de estufas e fornos de secagem
Cerâmica	Otimização de fornos Melhoria de secadores Extrusão com vapor Extrusão dura Otimização de produção de pó Utilização de combustíveis alternativos
Pasta e Papel	Gaseificação / Queima de licor negro e outros resíduos Otimização de secagens
Têxtil	Otimização do funcionamento dos banhos Pré-secagem mecânica / IV Aquecimento de águas por painéis solares Otimização dos processos de produção têxtil
Vestuário, Calçado e Curtumes	Melhorias em limpeza / banhos Tecnologias de corte e de união de peças Aquecimento de águas por painéis solares
Vidro	Otimização de fornos Utilização de vidro usado (reciclagem)



Na vertente reservada ao Estado, existe apenas um Programa, com um conjunto de medidas dirigidas à certificação energética dos edifícios do Estado, aos Planos de Ação de Eficiência Energética.

*Programa “Eficiência Energética do Estado”*

O Programa ECO.AP introduz um conjunto de iniciativas visando dinamizar a concretização de medidas de melhoria da eficiência energética na Administração Pública, para execução a curto, médio e longo prazo nos serviços, organismos e equipamentos públicos, visando alterar comportamentos e promover uma gestão racional dos serviços energéticos:

Certificação Energética dos Edifícios do Estado e Contratos de Gestão de Eficiência Energética – medida alavancada pela implementação do Programa ECO.AP, cabendo às ESE adjudicatárias nos contratos de gestão de eficiência energética a responsabilidade de assegurar essa certificação.

Planos de Ação de Eficiência Energética na Administração Pública – introdução de tecnologias de iluminação mais eficientes e sistemas de controlo, substituição de equipamentos na área da climatização por outros mais eficientes, e a instalação de coletores solares térmicos para produção de AQS em edifícios ou equipamentos com grandes necessidades, como escolas e pavilhões multiusos. Na área das medidas passivas, será dado enfoque às soluções de intervenção na envolvente dos edifícios, desde a colocação de isolamento na envolvente opaca (paredes, pavimentos, coberturas) do edifício, à instalação de dispositivos de sombreamento (interiores e exteriores).

Transportes mais eficientes no Estado – pretende-se a introdução de critérios de eficiência energética e ambiental nos transportes, nomeadamente na renovação da frota pública, com veículos de baixas emissões concretizando as orientações da Estratégia Nacional para as Compras Públicas Ecológicas, no *phase-out* de veículos com emissões de CO<sub>2</sub> mais elevadas, e na criação de planos de mobilidade para os organismos públicos onde esta medida se justifique.

Iluminação Pública Eficiente – alteração do parque de iluminação pública para alternativas com maior eficiência energética, com base num Regulamento para a iluminação pública que irá abranger o projeto, análise custo-benefício, lançamento de concursos, monitorização e controlo deste tipo de sistemas, de forma a garantir ganhos de eficiência energética, redução de custos e um adequado nível de serviço, de forma a melhorar a sustentabilidade económica e ambiental dos municípios. Adicionalmente, pretende-se agregar e integrar toda a informação de iluminação pública dispersa pelas diferentes entidades públicas ou privadas, numa base de dados única, que deverá no futuro orientar a definição de políticas públicas na área de eficiência energética na iluminação pública.

A área Comportamental integra o Programa “*Comunicar Eficiência Energética*” que visa promover hábitos e atitudes de consumidores energeticamente eficientes, como sejam a recomendação de produtos eficientes, através de campanhas de sensibilização e comunicação. Esse programa engloba as seguintes medidas:

Energia nas Escolas – implementação de um programa baseado em campanhas de informação e sensibilização dirigido às escolas e, em particular, aos jovens em idade escolar.

Energia nos Transportes – medição dos efeitos da adoção de medidas de «eco-condução» e de racionalidade na utilização dos veículos, e da promoção da utilização de transportes coletivos e da mudança de hábitos relativamente à utilização quotidiana do automóvel individual.

Energia em casa – avaliação dos efeitos das campanhas e ações de sensibilização que resultam na alteração de comportamentos e hábitos de consumo, relativamente à promoção de uma maior eficiência energética em casa.

Energia no Trabalho – análise da utilização eficiente da energia nos processos de produção nas instalações e nas atividades desenvolvidas pelas empresas, com a finalidade de promover métodos inovadores e mais eficientes de consumo de energia.

Contadores Inteligentes – alargamento da telegestão e telecontagem a todos os consumidores finais de energia, visando o controlo e a potencial diminuição dos consumos e respetivos custos com a utilização da energia, potenciando a eficiência energética e a sustentabilidade ambiental.

Deste conjunto de medidas, relativas a todos os sectores, estima-se então que resulte uma poupança de 1501 ktep até 2016, o que corresponde a uma redução de cerca de 8,2% do consumo energético relativamente à média verificada no período entre 2001 e 2005, portanto em linha com a meta de 9% de poupança de energia até 2016 definida pela União Europeia, e com o objetivo assumido pelo atual Governo de redução no consumo de energia primária de 25%.

Aliás mesmo antes da revisão do PNAEE, em 2013, as medidas presentes no PNAEE de 2008 já apresentavam alguns bons resultados, cf. Tabela 5, mas o PNAEE 2016 adequa os mecanismos de incentivo financeiro aos instrumentos disponíveis, numa lógica de estrita necessidade de cumprimento das metas.

**Tabela 5 – Síntese global dos impactes do PNAEE 2016 (RCM, 2013).**

Programa	Resultados							
	Energia poupada tep		Meta 2016 tep		Execução 2016 tep	Meta 2020 tep		Execução 2020 Tep
	Final	Primária	Final	Primária		Final	Primária	
<b>Transportes</b>	252 959	252 959	344 038	343 683	74%	408 414	406 815	54%
<b>Residencial e Serviços</b>	267 008	371 147	634 265	836 277	42%	857 493	1 098 072	34%
<b>Indústria</b>	177 895	179 812	365 309	377 221	49%	471 309	521 309	34%
<b>Estado</b>	9 902	14 190	106 380	153 634	9%	205 425	295 452	5%
<b>Comportamentos</b>	21 313	32 416	21 313	32 416	100%	21 313	32 416	100%
<b>Agricultura</b>	0	0	30 000	30 000	0%	40 000	40 000	0%
<b>TOTAL PNAEE</b>	729 077	850 524	1 501 305	1 773 231	49%	2 003 954	2 394 064	36%

A tarefa de monitorização é crucial para garantir o cumprimento dos planos de poupança de eficiência energética e para avaliar, de forma contínua e comparativa, a relação custo-benefício de cada uma das medidas apresentadas no plano. Para tal, quer-se o desenvolvimento e a adequação de variáveis estatísticas, nomeadamente indicadores quantitativos e de desempenho das medidas, para efeitos de monitorização *top-down* e *bottom-up* prevista na metodologia da União Europeia, cf. Figura 7.

O método *bottom-up* utiliza metodologias específicas por cada medida (quando possível), tendo por base uma série de critérios e pressupostos que permitem estimar os impactos em energia final e primária resultantes da implementação da medida. Ao mostrar a relação de causalidade entre medidas e impactos, permite uma análise custo -benefício em função do investimento realizado para efeitos de promoção da medida. Desta forma, é possível desenvolver e atualizar periodicamente uma lista de mérito das medidas que se encontram em implementação. Contudo, a natureza inerente ao método *bottom-up* não permite monitorizar todo o universo de medidas e a validade dos pressupostos das metodologias desenvolvidas é suscetível de pôr em causa a veracidade dos impactos monitorizados.

O método *top-down* responde a esta lacuna na monitorização, através de um conjunto de indicadores de eficiência energética que permitem monitorizar, de uma forma subsectorial, as economias que se estão a verificar face a um ano de referência. Os indicadores exigem, para isso, informação agregada dos consumos energéticos subsectoriais assim como indicadores de atividade aos quais os consumos estão associados expurgando, tanto quanto possível, efeitos que não se devem a eficiência energética.

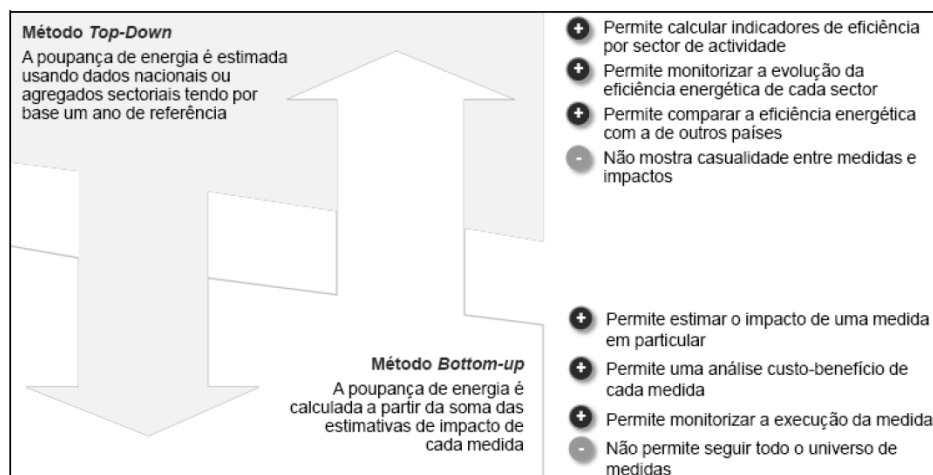


Figura 7 – Descrição dos métodos top-down e bottom-up (ATKearney, 2012).

Os impactes económicos, associados às economias em energia primária e final, decorrentes da execução dos programas e medidas do PNAEE 2016 podem ser avaliados pela redução das importações de combustíveis fósseis, bem como na diminuição de emissões de GEE. Assim, da aplicação das medidas do plano resultam os chamados benefícios indiretos, que passam pela criação de postos de trabalho e pela melhoria da qualidade do ar nas cidades, o que leva à redução de custos com a saúde pública e, conseqüentemente, maior atividade económica e maior produtividade. Em suma, os benefícios económicos que advêm das economias de energia e da redução das emissões de GEE têm um impacte económico bastante significativo para o país, estando estimada para 2016 uma poupança na ordem dos 410 M€ e, para 2020, na ordem dos 855 M€.

### 1.3 Objetivos deste estudo

É neste contexto que a Tese presente pretende dar contributos para a próxima revisão dos PNAER e PNAEE, que as entidades oficiais da esfera do MAOTE (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia), e designadamente a DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia), já preparam. Pretende-se principalmente:

- beneficiando de estatísticas demográficas, económicas e energéticas mais atualizadas que as disponíveis para as revisões do PNAER e PNAEE terminadas em 2013, confirmar que as tendências de evolução da oferta de energia e dos consumos estão em linha com as metas «20-20-20»;
- tendo em atenção a retração económica e mesmo demográfica que o país atravessa, verificar se o esforço previsto nas medidas contempladas por aqueles Planos não será eventualmente até superior ao estritamente necessário, contribuindo assim para as revisões de 2016;

(iii) explorar alternativas (cenários) do sistema energético nacional, e em particular do setor elétrico, para Planos e medidas pós-2020, admitindo – como parece certo – novas metas da UE ainda mais exigentes que as «20-20-20».

Para estes fins foi necessário, como objetivo intermédio, contribuir para a implementação (no LNEG) de um modelo da procura, transporte e oferta de Energia em Portugal de um ponto de vista “macro”, implementado sobre a plataforma «LEAP» – *Long Range Energy Alternatives Planning System* (LEAP, 2013).

#### **1.4 Estrutura da dissertação**

No Capítulo 1, o capítulo introdutório, é descrito o panorama atual das questões energéticas em Portugal, a estratégia europeia rumo a um sistema energético mais limpo e as metas europeias acordadas com Portugal que resultaram num conjunto de políticas públicas, que serviram de contexto e foco a este estudo.

No Capítulo 2 está presente a caracterização do sistema energético português, com referência a dados históricos relativos à procura e à oferta de energia, cruciais num estudo prospetivo. Neste capítulo é também apresentado o *software* utilizado neste estudo, o LEAP, e exposto o método de cálculo dos indicadores que avaliam o cumprimento das metas europeias.

O Capítulo 3 é dedicado à cenarização energética. É neste capítulo que está presente o método adotado neste estudo para a construção de cenários e a base que o sustenta. São também apresentados vários exercícios de cenarização energética para Portugal. Ainda neste capítulo, são descritos os cenários analisados neste estudo – a narrativa do futuro de cada um e as características da procura e oferta de energia que a traduzem, o que os diferencia e os traços comuns entre si.

No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados obtidos para cada cenário, com especial enfoque para os padrões de evolução da produção de eletricidade em Portugal e para a resposta de cada cenário às metas impostas pela UE ao país, com 2020 como horizonte.

Finalmente, no Capítulo 5 são descritas as principais conclusões do trabalho, bem como propostas para trabalho futuro.



## 2. Sistema energético português

Um sistema energético nacional é composto, em sentido lato, por dois grandes ramos: o ramo da procura de energia e o ramo da oferta de energia. O bom funcionamento de um sistema energético é caracterizado pelo equilíbrio entre esses dois ramos, por forma a que a oferta não seja maior do que a procura e não haja um excedente de energia sem destino garantido, ou que a procura não seja superior à oferta e se verifique um défice de energia. Na prática e em modelação é muitas vezes conveniente uma visão um pouco mais estrita dos termos «oferta» e «procura», que leva a considerar também uma ligação entre oferta e procura em sentido estrito que consiste no «armazenamento e transporte», um ramo de «transformação» que consiste basicamente na atividade de refinarias, e ramos de «importação» e «exportação».

Em Portugal, a procura de energia (entendida em sentido estrito quando não se indica de outro modo) está conceptualmente alocada a cinco sectores energéticos: transportes, residencial, serviços, indústria e agricultura. Note-se que do lado da oferta do sistema energético português há ainda uma forte dependência dos combustíveis fósseis, embora as FER tenham vindo a aumentar a sua contribuição na satisfação das necessidades energéticas na última década.

Um estudo prospetivo em energia implica uma base sólida fundamentada em dados históricos da procura e oferta de energia do sistema energético em análise. Neste caso específico, essas informações foram retiradas das seguintes fontes:

- Balanços Energéticos Nacionais, de 2005 a 2012 (provisório até à data), disponibilizados pela DGEG onde está quantificada toda a energia que transitou no sistema energético, referentes à procura e à oferta de energia, por fonte energética (DGEG, 2011 – 2014a);
- Produção das centrais termoelétricas nacionais e potência instalada com base em FEF (Fontes de Energia Fóssil), obtidos no sítio da internet da REN – Rede Elétrica Nacional para o caso de Portugal Continental (REN, 2013), retirados das publicações “Caracterização da Rede de Transporte e Distribuição em AT e MT” da Empresa de Electricidade da Madeira para o caso da Região Autónoma da Madeira (EEM, 2006 a 2013), conseguidos na aplicação *online* do Serviço Regional de Estatísticas dos Açores (SREA, 2013) e no sítio da internet da Electricidade dos Açores (EDA, 2013), respetivamente, para o caso da Região Autónoma dos Açores;
- Potência instalada com base em FER, disponibilizados *online* pela Energias Endógenas de Portugal – e2p (e2p, 2013).

## 2.1 Procura de energia

A procura sectorial de energia em Portugal é apresentada na Figura 8. O sector da indústria é sem dúvida aquele que requer mais energia no seu funcionamento, seguido pelo sector dos transportes. Os sectores residencial e de serviços têm menor participação neste diagrama de procura, mas ainda com bastante significado, enquanto que o sector da agricultura e pescas é aquele com menores exigências energéticas.

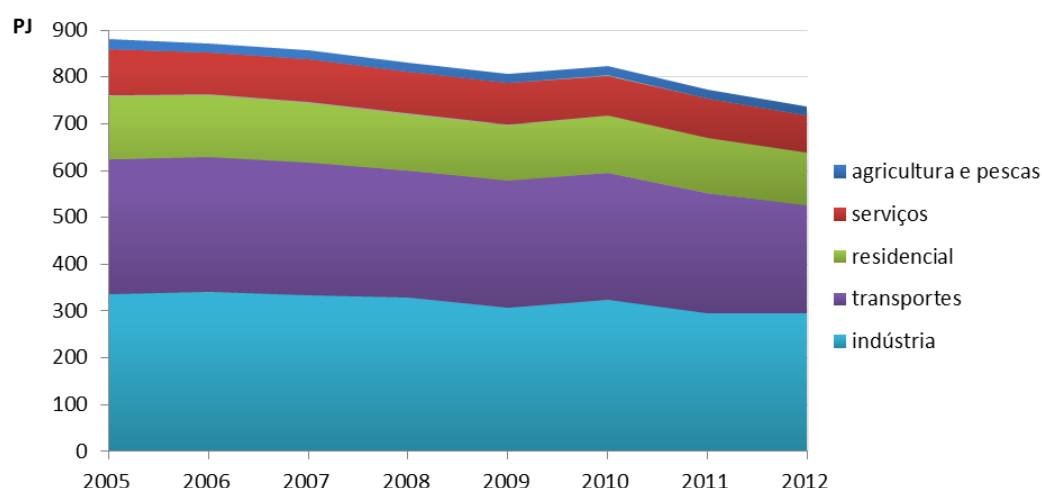


Figura 8 – Histórico da procura de energia agregada por sector (DGEG, 2011 –2014a).

A procura de energia é influenciada por um conjunto de variáveis económicas e socioeconómicas, como o produto interno bruto (PIB) / rendimento disponível, o valor acrescentado bruto (VAB) sectorial, a demografia e o desemprego.

Em Portugal, no período de 2005 a 2012, a evolução da população tomou a forma da Figura 9 (cf. Tabela 6), com grande parte da população a encaixar na faixa etária dos 15 aos 64 anos, e com a faixa etária acima dos 65 anos a ser superior, em termos numéricos, à faixa etária abaixo dos 14 anos.

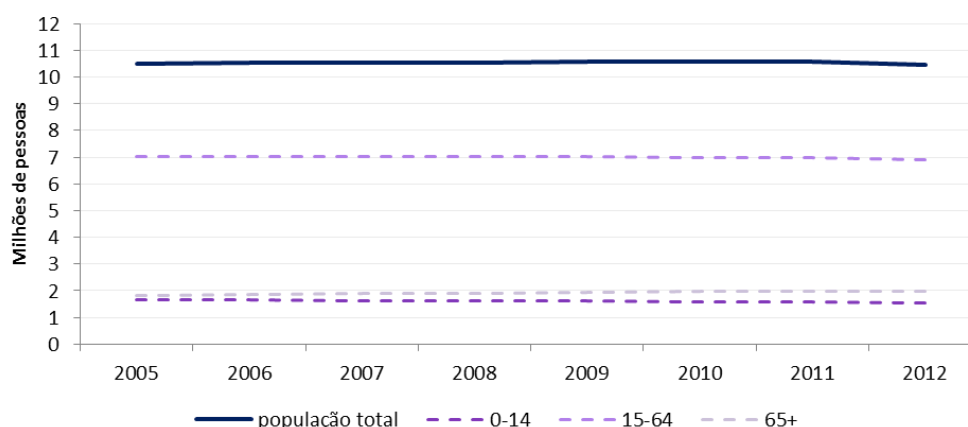


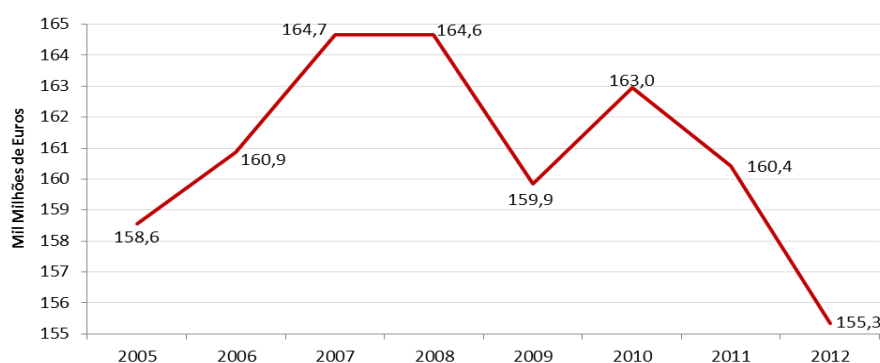
Figura 9 – Evolução da população em Portugal, em milhões de pessoas, total e por faixa etária, no período de 2005 a 2012 (AGUIAR, 2012a).



**Tabela 6 – Evolução da população em Portugal, em milhões de pessoas, total e por faixa etária, no período de 2005 a 2012 (AGUIAR, 2012a).**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>0 – 14 anos</b>	1,67	1,65	1,64	1,62	1,61	1,60	1,59	1,56
<b>15 – 64 anos</b>	7,02	7,01	7,01	7,01	7,00	7,00	7,00	6,91
<b>65+ anos</b>	1,82	1,85	1,89	1,92	1,95	1,98	1,97	1,97
<b>Total</b>	10,51	10,52	10,54	10,55	10,56	10,57	10,56	10,44

O PIB representa a soma, em valores monetários, de todos os bens e serviços finais produzidos numa determinada região, durante um período determinado. Quando se procura comparar ou analisar o comportamento do PIB de um país ao longo do tempo, é preciso diferenciar o PIB nominal – valor do PIB calculado a preços correntes, ou seja, no ano em que o produto foi produzido e comercializado – do PIB real – calculado a preços constantes, onde é escolhido um ano-base onde é feito o cálculo do PIB eliminando assim o efeito da inflação. No caso português, no período de 2005 a 2012 o PIB evoluiu de acordo com a Figura 10.



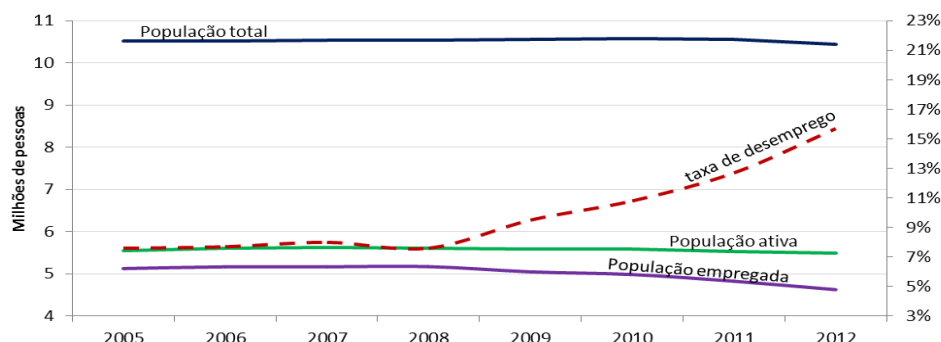
**Figura 10 – Evolução do PIB, em mil milhões de euros, em Portugal, no período de 2005 a 2012 (AGUIAR, 2012a).**

O VAB é o resultado final da atividade produtiva no decurso de um período determinado e resulta da diferença entre o valor da produção e o valor do consumo intermédio, originando excedentes. A evolução do VAB por sector, no período de 2005 a 2012, em Portugal está presente na Tabela 7.

**Tabela 7 – Evolução do VAB por sector, em mil milhões de euros, em Portugal, no período de 2005 a 2012 (AGUIAR, 2012a).**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Agricultura e pescas</b>	4,29	4,55	4,30	4,11	4,04	4,16	4,25	4,26
<b>Indústria</b>	33,69	34,33	35,56	35,46	32,75	33,85	31,52	30,75
<b>Serviços</b>	72,03	73,73	77,03	79,46	82,37	82,81	75,03	74,31
<b>Transportes</b>	5,88	6,38	7,19	7,17	7,31	7,39	7,39	7,25

As variáveis demográficas, consideradas neste estudo, que afetam a procura de energia encontram-se diretamente relacionadas com o emprego da população, como é o caso da população ativa, da população empregada e da taxa de desemprego – Figura 11.

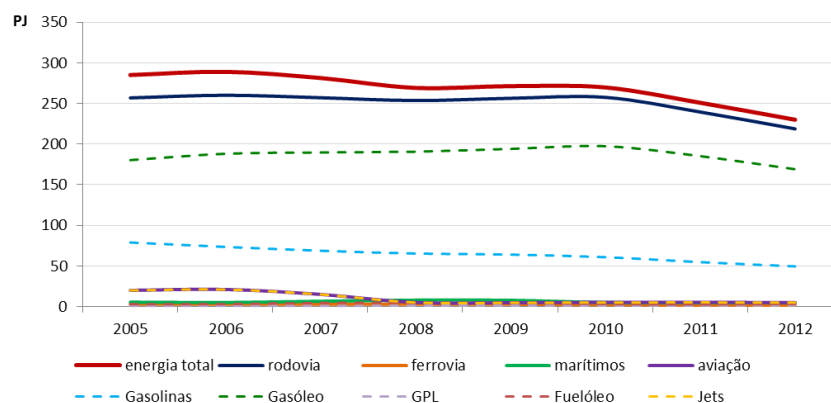


**Figura 11 – Variáveis demográficas com influência na procura de energia: população total, população ativa e população empregada em milhões de pessoas, taxa de desemprego em percentagem (AGUIAR, 2012a).**

Assim, a procura de energia evolui em concordância com *drivers* (alavancas) económicos – PIB nominal, PIB real, variação do PIB *per capita* –, com *drivers* socioeconómicos – variação da produtividade aparente do trabalho *per capita*, variáveis demográficas (Figura 11) – e com drivers económicos sectoriais – VAB real, VAB por sectores, índice de atividade por sectores.

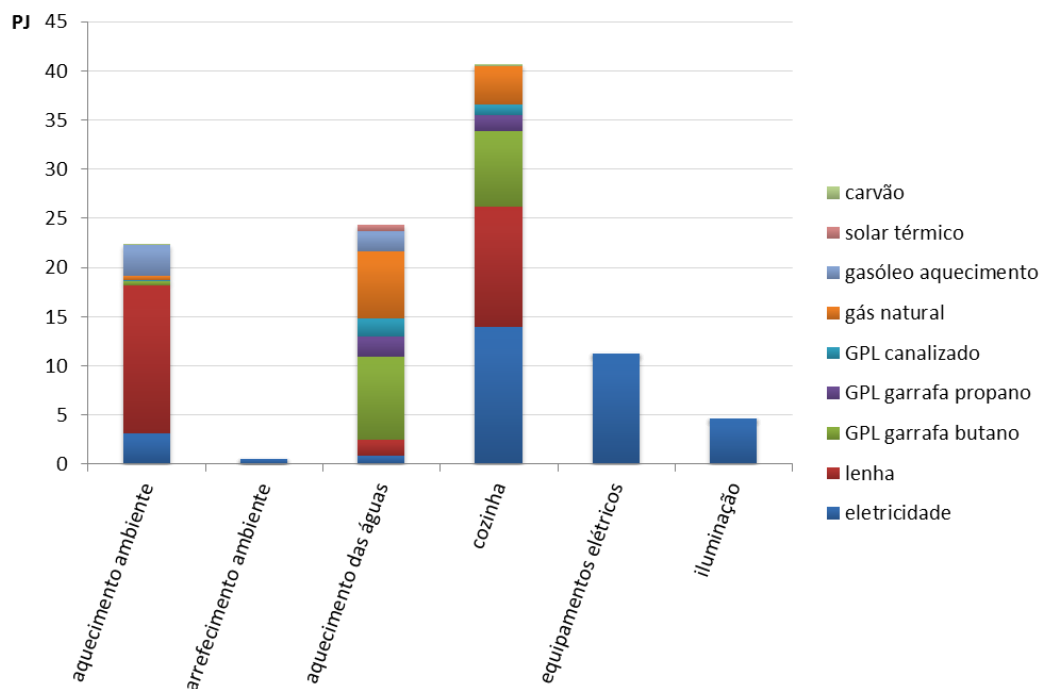
### Procura de energia por sector de atividade

O sector dos transportes engloba a aviação, a ferrovia, a rodovia e os transportes marítimos, nas vertentes de mercadorias e de passageiros. Grande parte das necessidades energéticas associadas a este sector cabe aos transportes rodoviários – cf. Figura 12 –, e das fontes de energia que suprem essas necessidades há uma predominância notória do gasóleo, logo seguido pelas gasolinas, com os *jet fuels*, a eletricidade e o fuelóleo a assumirem alguma relevância, nomeadamente na aviação, na ferrovia e nos transportes marítimos, respetivamente.



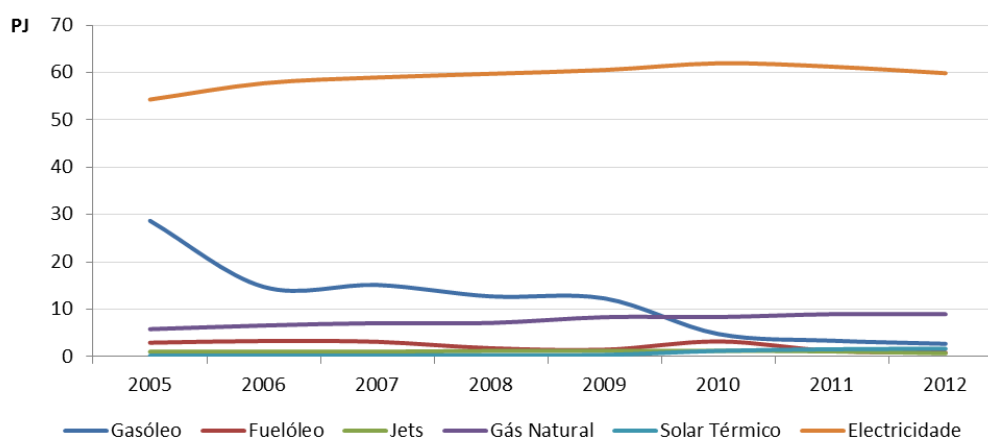
**Figura 12 – Peso de cada um dos modos de transporte (linhas contínuas) na procura de energia e de cada fonte de energia (linhas tracejadas) na satisfação das necessidades energéticas do sector dos transportes (AGUIAR, 2012a).**

No sector residencial são contabilizadas as necessidades energéticas dos quase quatro milhões de alojamentos, permanentemente ocupados, existentes em Portugal, nomeadamente as necessidades de aquecimento e arrefecimento ambiente, aquecimento de águas, cozinha, equipamentos elétricos e iluminação – cf. Figura 13 –, onde as fontes de energia mais relevantes são a eletricidade, a lenha, o gás engarrafado e o gás natural.



**Figura 13 – Consumo de energia no sector residencial, em Portugal, por tipo de energia e por tipo de utilização, em 2010 (INE, 2010).**

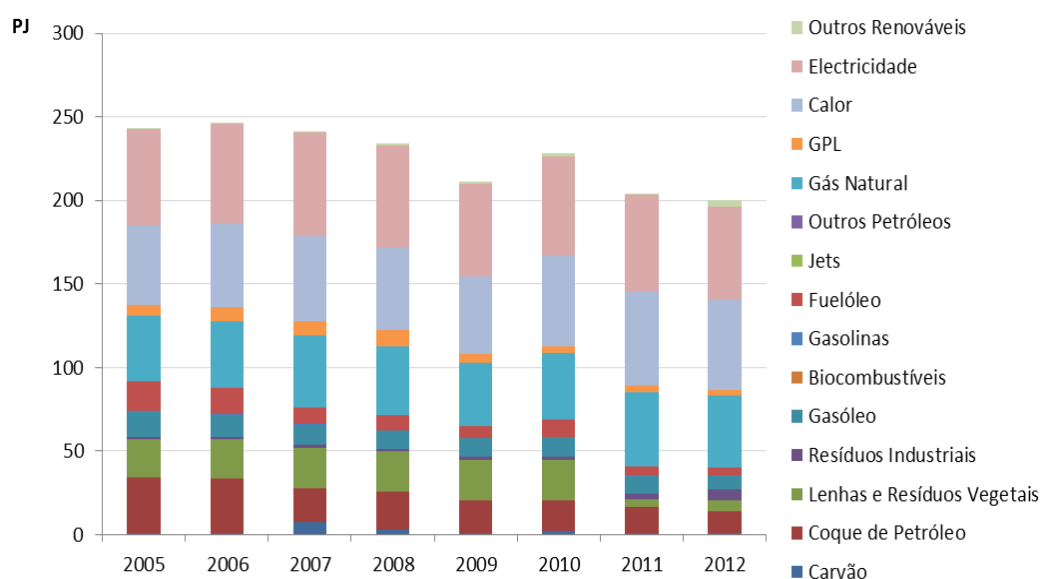
O sector dos serviços inclui atividades que não produzem bens mas prestam serviços, como a saúde, a educação, a banca, os seguros e o turismo. As suas necessidades energéticas são maioritariamente supridas por eletricidade – Figura 14.



**Figura 14 – Peso de cada fonte de energia na satisfação das necessidades energéticas no sector dos serviços (AGUIAR, 2012a).**

No que diz respeito ao perfil energético do sector industrial português – cf. Figura 15 – as fontes energéticas predominantes são a eletricidade, o calor e o gás natural. Em Portugal o sector industrial assume pouco significado na Região Sul Interior e nas Ilhas, mas em contrapartida as Regiões Norte, Centro Litoral, Centro e Sul Litoral reúnem vários *clusters* industriais, sendo as seguintes as indústrias mais relevantes do país:

- Indústria da transformação dos minerais não metálicos (com destaque para a cerâmica de revestimentos e pavimentos, louça sanitária);
- Indústrias de artigos/produtos metálicos (ferragens, torneiras, utensílios de cozinha, mobiliário metálico);
- Indústrias metalúrgicas;
- Indústria do material eletrónico;
- Indústria química;
- Indústria farmacêutica;
- Indústrias florestais (fileira pasta, papel e embalagem);
- Indústria extrativa;
- Indústria agroalimentar.



**Figura 15 – Contribuição de cada fonte de energia no sector industrial (AGUIAR, 2012a).**

Na agricultura o gasóleo satisfaz mais de 70% da procura, tornando-se na principal fonte energética utilizada neste sector, logo seguido pela contribuição de quase 20% por parte da eletricidade, sendo a restante procura suprida por biocarbonetos, fuelóleo, gás natural, GPL, gasolina e calor.

## 2.2 Oferta de energia

A procura encarada pelas diferentes fontes energéticas é bastante diversificada em Portugal. O sistema energético supre as necessidades da procura de energia, quer por produção endógena, quer por importação.

No caso da produção endógena de energia ou de recursos ou produtos energéticos, o país está equipado com duas refinarias de petróleo e com 19 centrais termoelétricas no ativo (7 em território continental, 3 na Região Autónoma da Madeira e 9 na Região Autónoma dos Açores), cujas matérias-primas para obtenção dos produtos finais – derivados do petróleo no caso das refinarias e eletricidade no caso das centrais termoelétricas – são importadas do estrangeiro. Nas últimas duas décadas assistiu-se ainda a uma explosão no crescimento de centros eletroprodutores com base em FER, apesar de as centrais hídricas já terem há muito um lugar privilegiado no Sistema Elétrico Nacional (SEN). Para além das centrais dedicadas à produção de eletricidade existem ainda as centrais de cogeração, que produzem tanto energia elétrica como calor.

### 2.2.1 Centros eletroprodutores

Atualmente, a produção de eletricidade em Portugal recorre a combustíveis fósseis – carvão, gás natural, gasóleo e fuelóleo – e a FER, com predominância da hídrica e da eólica, e com o fotovoltaico, a geotermia, a biomassa e o biogás a ganharem significado progressivamente (EDP, 2014). O potencial energético do país oferece ainda a oportunidade de apostar na energia proveniente das ondas dada a forte exposição ao oceano Atlântico, na energia solar de concentração (CSP) e no aproveitamento do potencial dos resíduos sólidos urbanos (RSU).

De acordo com o Decreto-Lei n.º 29/2006 o SEN integra seis grandes áreas do sector elétrico: produção, transmissão, distribuição, comercialização, operação do mercado elétrico e operações logísticas facilitadoras da transferência entre comercializadores pelos consumidores. A produção de eletricidade está sujeita a licenciamento, está aberta à concorrência e divide-se em dois regimes legais:

- i) Produção em Regime Especial (PRE) – inclui toda a produção de eletricidade a partir de fontes endógenas e renováveis, exceto grandes centrais hidroelétricas; está sujeita a diferentes requisitos de licenciamento e a tarifas bonificadas; o comercializador de último recurso está legalmente obrigado a comprar a energia produzida sob o regime especial.
- ii) Produção em Regime Ordinário (PRO) – relativa à produção de eletricidade com base nas fontes convencionais de energia, o que inclui as centrais termoelétricas com base em combustíveis fósseis mas também as grandes hidroelétricas.

As centrais produtoras de eletricidade classificam-se, por vezes, de acordo com o seu modo de operação mais frequente: em horas de vazio, cheia ou ponta. As centrais que operam nas horas de vazio tendem a ser centrais de grandes dimensões, que representam grandes investimentos e custos de operação baixos e que, como têm tempos de manutenção longos e podem levar vários dias a recuperar de um arranque a frio, normalmente permanecem sempre em operação. Nas horas de cheia entram as centrais com capacidade de resposta programada de acordo com as variações normais no padrão de consumo diário e que estão preparadas para percorrer vários ciclos de aquecimento/arrefecimento, que dão origem a diferentes potências de saída. Finalmente, nas horas de ponta, as centrais que suprem as necessidades dos picos máximos de consumo têm que ter capacidade de resposta rápida, e funcionam numa pequena parte do tempo.

Alguns centros produtores de energia elétrica podem não permitir variação da energia entregue à rede, como é o caso das centrais nucleares e das centrais renováveis sem sistema de acumulação de energia, dizendo-se, neste caso, “não despacháveis”.

Sendo o sistema eletroprodutor português bastante diversificado no que toca a fontes energéticas e tipos de centrais para a produção de energia elétrica, utiliza-se uma «ordem de mérito» de entrada na rede elétrica da eletricidade produzida em cada central, de acordo com a fonte de energia utilizada e com a flexibilidade ou capacidade de resposta. A ordem de mérito é uma forma prática de classificar as fontes de energia disponíveis segundo a sua origem, renovável ou fóssil, a capacidade de despacho de energia e os custos marginais de produção a curto prazo. No sistema eletroprodutor português as centrais a carvão, pouco reguláveis, estão na base de produção, bem como as centrais a gás natural e a fuelóleo, seguidas das centrais de produção em regime especial (térmicas, hidráulicas, eólicas, fotovoltaicas, de ondas e geotérmicas), as centrais de fio-de-água tomam prioridade sobre as de albufeira devido à sua reduzida capacidade de regulação – Figura 16.

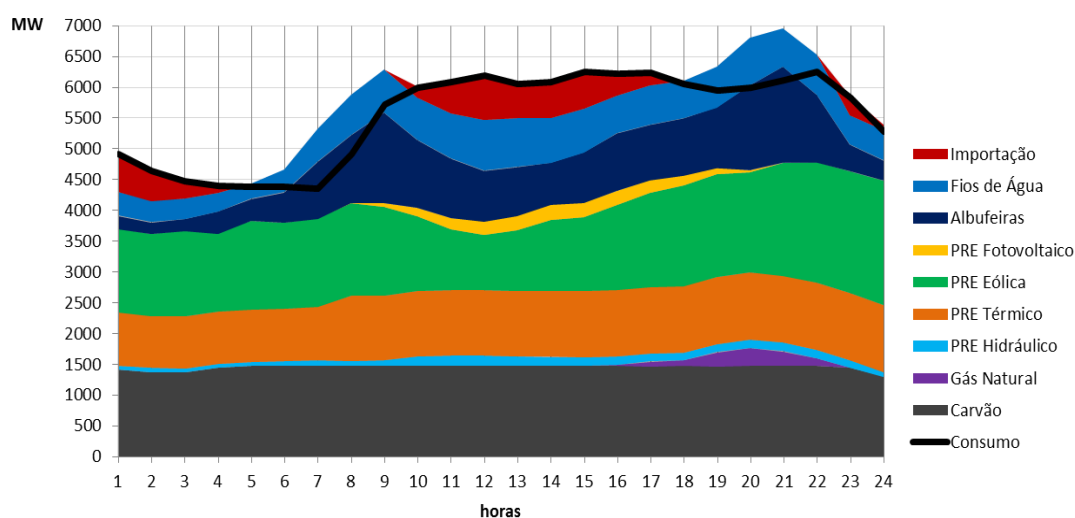


Figura 16 – Diagrama de carga de Portugal Continental do dia 8 de maio de 2014. (REN, 2014)

Para além das centrais dedicadas à produção exclusiva de eletricidade – termoelétricas a carvão, gás natural, gasóleo ou fuelóleo, e centrais com base em FER –, existem as centrais de cogeração, que produzem energia elétrica e energia térmica.

Numa termoelétrica dedicada a eficiência de produção de eletricidade por transformação de combustíveis fósseis é de 35% a 60%, sendo o restante relativo a perdas sob a forma de calor residual. Já uma caldeira de produção de energia térmica, que utilize as mesmas fontes energéticas, tem entre 80% e 95% de rendimento. A cogeração resulta da associação destes dois processos de transformação de energia e, ao aproveitarem-se as perdas da queima do combustível para produção de energia térmica, obtém-se um processo global muito mais eficiente, com apenas 5% a 10% de perdas e com geração de dois produtos distintos, eletricidade e energia térmica, a partir do mesmo combustível (GALP, 2014) – Figura 17.



**Figura 17 – Aproveitamento energético do recurso num processo da cogeração. (GALP, 2014)**

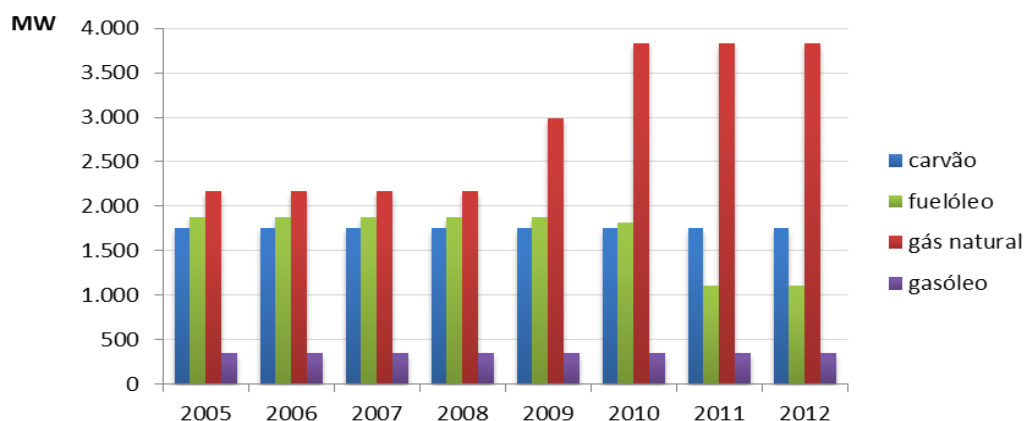
A cogeração oferece a possibilidade de instalação de centrais de pequena e média potência junto dos consumidores de energia térmica, ao invés das grandes centrais de produção exclusiva de eletricidade onde (no caso específico de Portugal) não existiriam consumidores para as grandes quantidades de energia térmica que acabariam por ser desperdiçadas e perdidas para o meio ambiente.

A cogeração é então indicada para indústrias ou instalações de serviços que consumam grandes quantidades de energia térmica, tais como a refinação, a indústria petroquímica e química, a indústria da pasta de papel, a indústria de cerâmica, a indústria têxtil e a indústria.

### **Produção de eletricidade a partir de fontes de energia fóssil**

As centrais termoelétricas integradas no sistema eletroprodutor português produzem eletricidade essencialmente pela queima de carvão, gás natural, fuelóleo ou gasóleo. No período de 2005 a 2012

a potência instalada por fonte de energia sofreu algumas alterações – Figura 18, Tabela 8 –, com o licenciamento de novas termoeletricas a gás natural e com o encerramento de centrais a fuelóleo<sup>1</sup>.



**Figura 18 – Histórico da potência instalada das centrais termoeletricas em Portugal, no período de 2005 a 2012 (REN, 2013; EEM, 2013; EDA, 2013).**

**Tabela 8 – Histórico da potência instalada, em MW, das centrais termoeletricas, no período de 2005 a 2012 (REN, 2013; EEM, 2013; EDA, 2013).**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Carvão</b>	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756
<b>Fuelóleo</b>	1879,5	1879,5	1879,5	1879,5	1879,5	1815	1105	1105
<b>Gás natural</b>	2166	2166	2166	2166	2992	3829	3829	3829
<b>Gasóleo</b>	347,3	347,3	347,8	347,8	347,8	347,8	347,8	347,8

Em 2012 cerca de 95% da potência instalada pertencia às termoeletricas de Portugal Continental, estando a restante potência distribuída pelas termoeletricas a fuelóleo (123 MW) e a gasóleo (46,8 MW) da Região Autónoma dos Açores e pelas termoeletricas a fuelóleo (36 MW) e a gasóleo (136 MW) da Região Autónoma da Madeira.

Relativamente à produção de eletricidade por parte das centrais termoeletricas, a variabilidade interanual – Tabela 9 – depende de vários fatores externos, como as necessidades energéticas ou a penetração das FER no atendimento da procura. É de ressaltar que a contribuição do gasóleo na produção de eletricidade é praticamente nula, quando comparada com a contribuição dos outros combustíveis utilizados nas centrais termoeletricas, mas é fundamental para o abastecimento de eletricidade nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

<sup>1</sup> A última central termoeletrica a fuelóleo em Portugal Continental encerrou em 2013. Ainda em Portugal Continental, a central termoeletrica de Tunes, a gasóleo, continua disponível apesar de não produzir eletricidade, servindo apenas para efeitos de garantia de potência. A manutenção de potência instalada em centrais termoeletricas a fuelóleo e a gasóleo corresponde aos centros eletroprodutores das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.



**Tabela 9 – Evolução da energia elétrica produzida, em PJ, das centrais termoelétricas, no período de 2005 a 2012 (REN, 2013; EEM, 2013; SREA, 2013).**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Carvão</b>	138,99	137,19	113,34	102,35	118,64	66,88	92,14	121,06
<b>Fuelóleo</b>	55,62	24,36	21,84	19,07	13,16	10,83	9,42	9,39
<b>Gás natural</b>	75,58	65,30	69,59	82,51	76,63	72,88	69,93	39,19
<b>Gasóleo</b>	1,18	0,77	0,80	0,84	0,89	1,03	1,00	1,04

### **Produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável**

A produção de energia elétrica a partir de FER tem vindo a aumentar nas últimas duas décadas. De facto, a percentagem de potência instalada em centros eletroprodutores com base em FER tem crescido continuamente, principalmente devido às políticas públicas adotadas por Portugal, e estimulada pelas metas impostas ao país pela UE para 2020.

É de prever que a potência instalada com base em FER continue a aumentar, a um ritmo controlado e tendo em atenção as necessidades energéticas do país, estando já definidos e publicados em Diário da República (Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, publicada a 10 de abril de 2013) alguns objetivos para 2020 – Tabela 10.

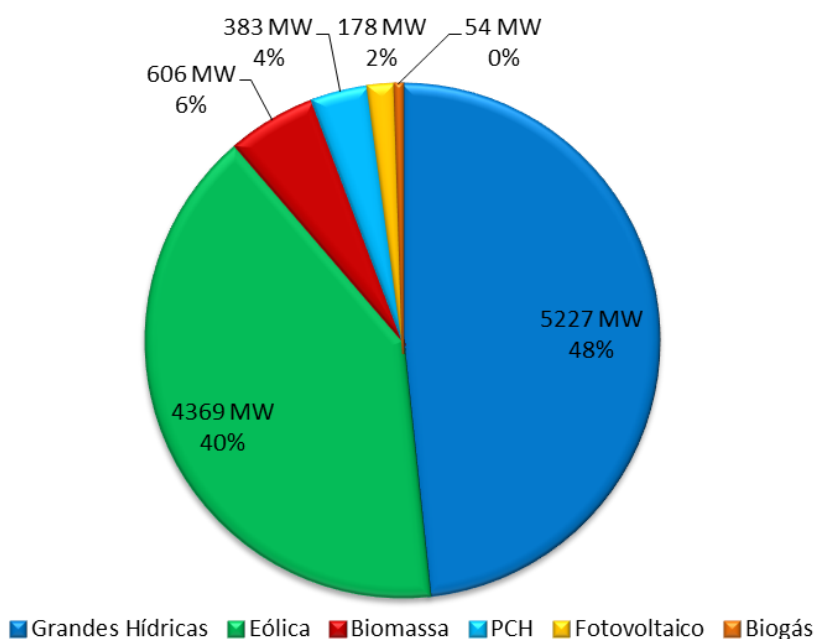
**Tabela 10 – Previsão da evolução de potência instalada com base em FER (RCM, 2013).**

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>PCH (&lt;10MW)</b>	323	378	381	383	383	383	383	383	383	383	383	383
<b>Grande Hídrica</b>	4493	4539	4971	5227	5227	5475	6669	6669	8506	8506	8506	8506
<b>Eólica <i>onshore</i></b>	1063	3912	4336	4367	4465	4740	4840	4915	5015	5115	5215	5273
<b>Eólica <i>offshore</i></b>	0	0	2	2	2	2	2	27	27	27	27	27
<b>Solar fotovoltaico</b>	3	134	172	178	218	258	288	328	368	408	448	485
<b>CSP</b>	0	0	0	0	12	34	34	34	34	34	34	50
<b>Marés, ondas e oceanos</b>	0	0	0	0	0	0	1	6	6	6	6	6
<b>Biomassa</b>	178	587	583	606	606	626	656	676	676	676	676	676
<b>Biogás</b>	9	34	50	54	54	54	54	64	64	64	64	64

Em Portugal foi ainda desenvolvido o PNBEPH, também com 2020 como horizonte, por forma a dar ao sistema elétrico capacidade de armazenamento do excedente de energia elétrica produzida por

centros eletroprodutores com base FER, uma vez estes, como os parques eólicos e as centrais fotovoltaicas, não têm capacidade de regulação da produção, ou seja, produzem de acordo com a intensidade do recurso e com a potência que podem entregar à rede. No caso das centrais fotovoltaicas, a forma do seu diagrama de produção assemelha-se à do diagrama de carga genérico português, mas tal não acontece com os parques eólicos, em que uma boa parte da produção de eletricidade acontece durante a noite, quando o volume de procura é menor, o que resulta num excedente de energia elétrica. Assim, a aposta num reforço da capacidade de bombagem para armazenamento desse excesso de eletricidade produzida faz todo o sentido no contexto do novo paradigma energético.

Atualmente, em Portugal, as centrais hídricas contribuem com 52% do total de potência instalada com base em FER, com 48% relativos às grandes centrais hídricas e os restantes 4% relativos às Pequenas Centrais Hídricas (PCH, centrais hídricas com potência instalada inferior a 10 MW), seguidas dos parques eólicos que representam 40% da potência renovável instalada – Figura 19. Apesar da contribuição das centrais fotovoltaicas ser pequena e de as tecnologias de aproveitamento do potencial dos oceanos ainda não estarem maduras, estas são duas vertentes das energias renováveis com uma grande capacidade de progressão em Portugal, devido à potencialidade do país nos recursos solar e das ondas.



**Figura 19 – Potência Instalada, em 2012, por fonte de Energia Renovável (e2p, 2013).**

Para além dos benefícios ambientais, a utilização de FER permitiu que a produção de eletricidade deixasse de ficar centrada nas grandes centrais termoelétricas, e Portugal tem agora uma rede de produção de eletricidade mais distribuída pelo país – cf. Figura 20.

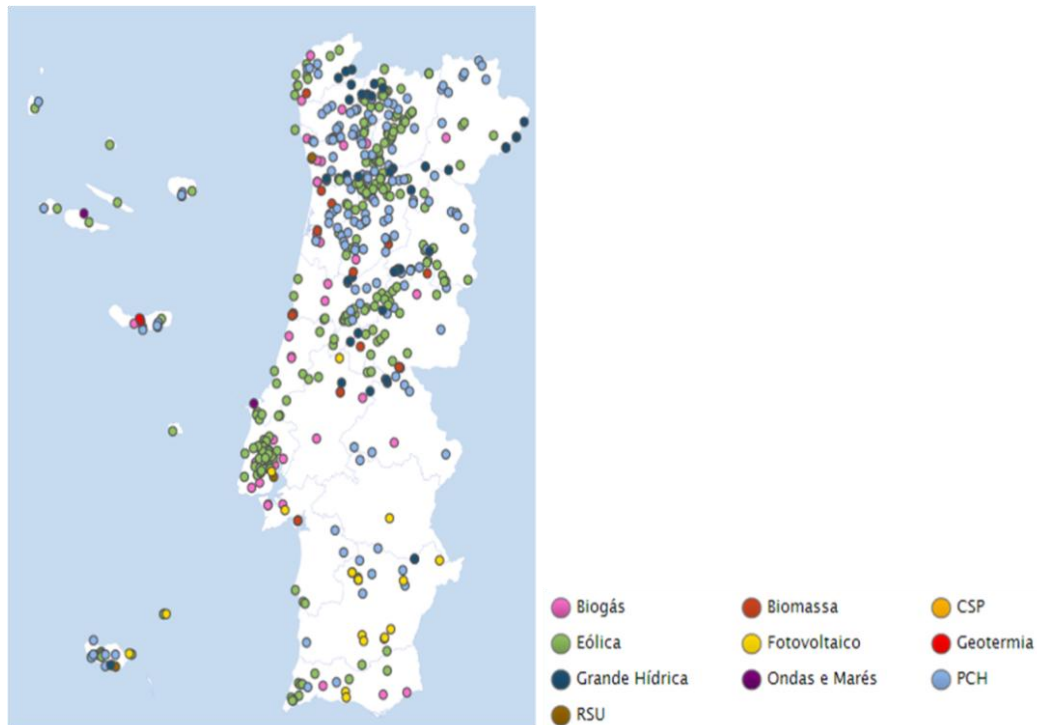


Figura 20 – Distribuição dos centros eletroprodutores com base em FER em Portugal (e2p, 2013).

### 2.2.2 Importação e exportação de eletricidade

As importações e exportações de energia também têm relevância em Portugal – Figura 21. O excedente de eletricidade é vendido ao estrangeiro, em particular a Espanha, e quando a produção de eletricidade é inferior às exigências do consumo, é a eletricidade importada que vem colmatar esse défice.

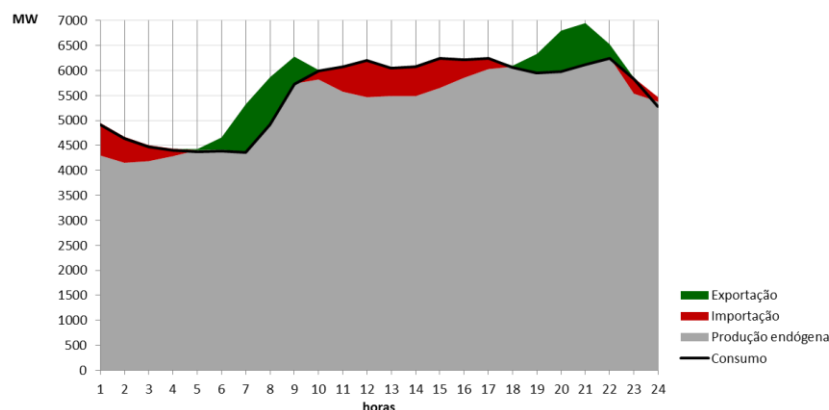
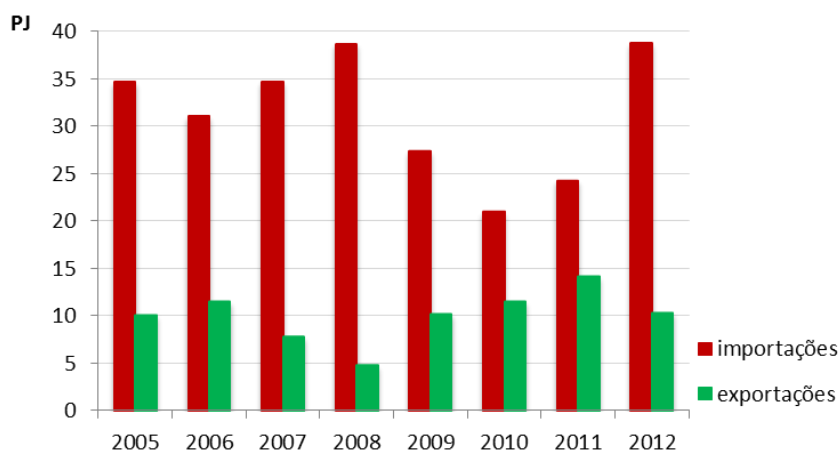


Figura 21 – Diagrama de carga de Portugal Continental do dia 8 de maio de 2014, com destaque para as importações e exportações de eletricidade (REN, 2014).

As importações e exportações de eletricidade são essenciais na adaptação do diagrama de produção de eletricidade ao diagrama de carga, assegurando a cobertura das necessidades e dando um destino ao excedente de eletricidade. O volume de importações e exportações varia de acordo com a disponibilidade dos centros de produção, que por sua vez depende da disponibilidade do recurso (em

particular o hídrico, com grande variabilidade interanual), e com a procura de energia face à oferta disponível. Deste modo, a quantidade de eletricidade importada e exportada varia bastante de ano para ano – Figura 22.



**Figura 22 – Evolução do volume de importações e exportações de eletricidade, no período de 2005 a 2012 (DGEG).**

### 2.2.3 Refinarias de petróleo

A refinação do petróleo consiste numa série de processos físicos e químicos aos quais o petróleo bruto é submetido e que resultam em diversos componentes mais simples, designados «derivados de petróleo».

Nas refinarias nacionais, os combustíveis de entrada dividem-se em matérias-primas – petróleo bruto, biocombustíveis, refugos e produtos intermédios – e matérias e combustíveis auxiliares que facilitam os processos – GPL, gasolinas, *jet fuels*, gasóleo, fuelóleo e nafta –, em pequenas quantidades face à quantidade de matérias-primas utilizada.

Em Portugal existem duas refinarias de petróleo ativas: uma em Sines e outra em Matosinhos. A refinaria de Sines é uma das maiores da Europa, com uma capacidade de destilação de 220 mil barris por dia, e está equipada com a mais sofisticada tecnologia da indústria petrolífera, quer em termos operacionais, quer no que concerne à proteção do ambiente. A refinaria de Matosinhos é considerada uma refinaria de especialidades, com uma grande variedade de derivados ou produtos aromáticos, importantes matérias-primas para a indústria química e petroquímica, de plásticos, têxteis, adubos, borracha, tintas e solventes.

### 2.3 Modelação do Sistema Energético Português

O conhecimento de todos estes dados é organizado num modelo, que é implementado num *software* especializado. No caso deste utilizou-se o *software* LEAP (*Long Range Energy Alternative Planning System*), versão 2014.0.1.14, desenvolvido pelo SEI-Boston (*Stockholm Environment Institute – Boston*) que permite a modelação e depois a análise a longo alcance de cenários de sistemas energético-ambientais (SEI, 2012, 2014).

Estes cenários apresentam alternativas da evolução do sistema energético ao longo dos anos e são construídos com base no quadro energético global – aquisição e transformação de energia, na economia e nas previsões de crescimento/desenvolvimento da população, desenvolvimento económico, tecnológico e de custo referentes à região/país/local em análise.

O LEAP é basicamente um modelo de balanço energético e não um modelo macroeconómico. Não se destina a estimar por exemplo o impacto que as políticas energéticas possam vir a ter sobre o emprego ou o PIB, ou a oferecer soluções para o equilíbrio do mercado, mas pode ser utilizado para identificar e otimizar o custo de diferentes cenários.

O LEAP oferece a possibilidade de realização de uma análise integrada de planeamento energético que combina uma análise custo-benefício (com base no custo social dos recursos) com os efeitos não relacionados com energia (emissões de equipamentos, por exemplo, resíduos e refrigeração) e com os vários tipos de análise para cada cenário:

- Análise da Procura – modelação do uso final de energia por parte do consumidor final;
- Análise de Transformação – modelação da conversão e transporte de energia desde a sua extração até ao consumidor final;
- Análise de Recursos – conjunto de dados dinâmicos relativos aos recursos utilizados para abastecer as atividades nas categorias da procura e da transformação;
- Análise Ambiental – modelação das cargas ambientais (ex.: emissões de gases poluentes e GEE) associadas aos dispositivos da Análise da Procura e aos combustíveis utilizados na Análise de transformação.

A versatilidade do LEAP permite ao utilizador criar um diagrama energético para modelar um sistema energético específico, como se ilustra nas Figura 23, Figura 24 e Figura 25. O tipo de dados inserido em cada ramo do diagrama depende das propriedades que o utilizador definiu para cada ramo e do tipo de derivação, ou seja, dependendo se se trata de um combustível, de um estabelecimento ou de um indicador. Tipicamente, os dados necessários incluem variáveis macroeconómicas (ex.: população, número de membros por agregado familiar, produção de materiais com alta intensidade energética), dados da procura de energia (ex.: uso de combustível por sector, equipamentos consumidores de energia e sua performance, custo da tecnologia), dados de produção de energia

(ex.: custos de capital e de operação e manutenção, fator de capacidade, rendimento da produção) e opções de tecnologia (ex.: custos, substituição de pontos de produção por tecnologias mais eficientes). Todos os dados podem ser inseridos no programa diretamente (formato numérico) ou recorrendo a expressões matemáticas.

Normalmente a base temporal na qual ocorrem os cálculos associados a cada cenário é a anual, podendo também recorrer-se a resoluções temporais superiores.

Neste trabalho as contribuições feitas para o modelo agora existente no LNEG foram essencialmente na montagem da estrutura para as vertentes do sistema energético que dizem respeito à eletricidade, no carregamento de dados históricos, e na afinação do funcionamento do modelo nestas vertentes, por exemplo da ordem de mérito.

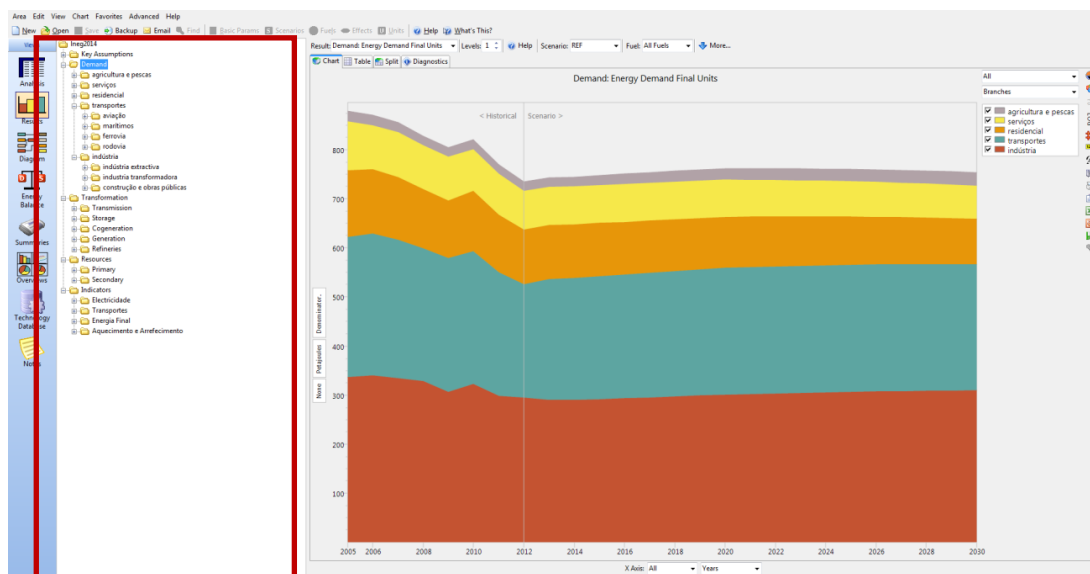


Figura 23 – Representação do *software* utilizado, o LEAP, com destaque para o diagrama energético.

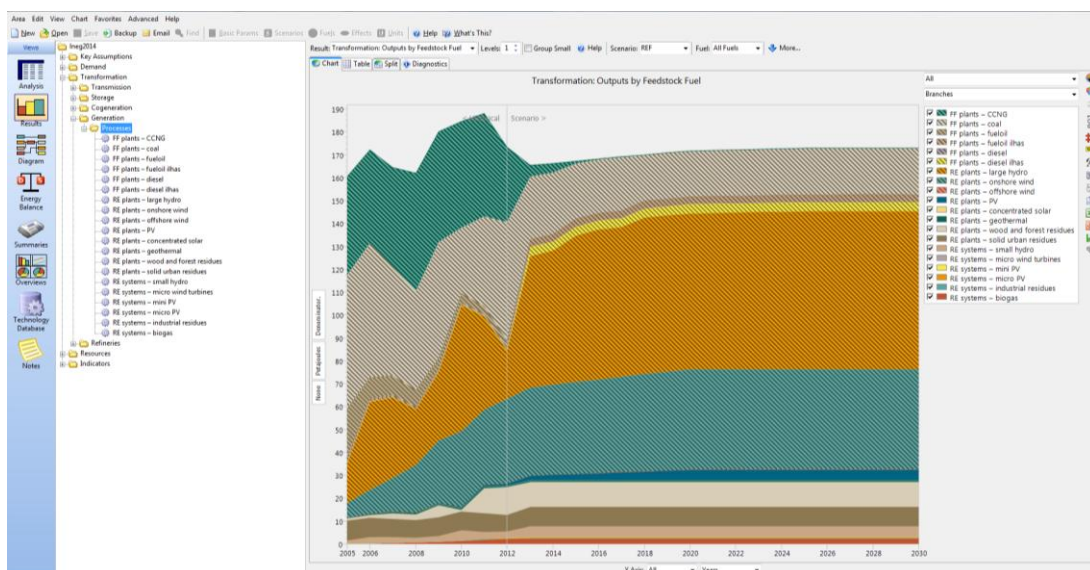


Figura 24 – Representação do *software* utilizado, o LEAP.

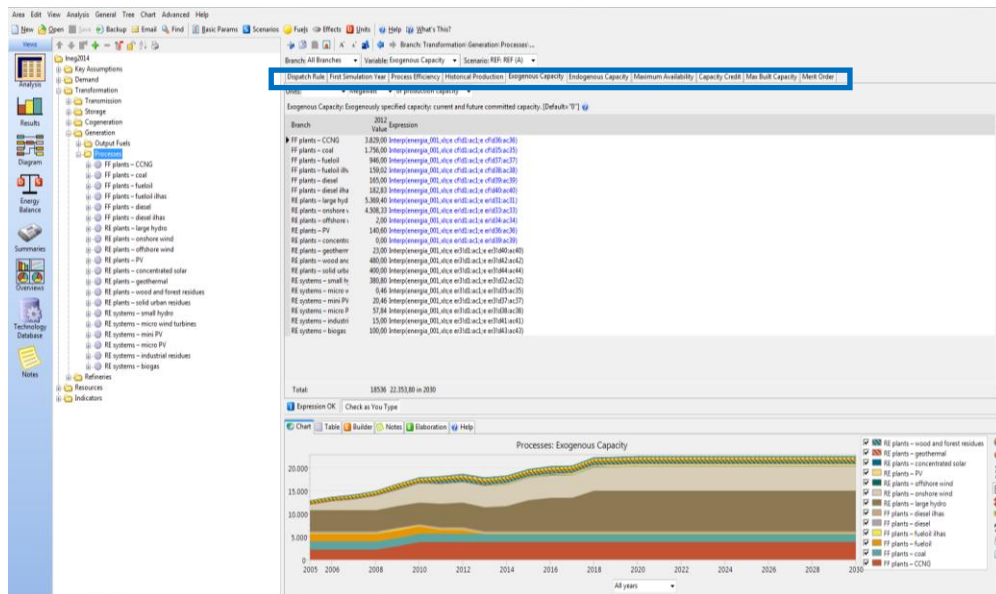


Figura 25 – Representação do *software* utilizado, o LEAP, com destaque para os elementos de caracterização dos processos de produção de eletricidade.

## 2.4 Indicadores

Além dos valores absolutos de oferta e consumo de energia, tem interesse o cálculo e estudo de indicadores, e dados os objetivos da Tese, dá-se especial ênfase para as FER e para os indicadores que envolvem o cumprimento das metas europeias.

Assim a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, foca-se na percentagem de incorporação de FER na secção de aquecimento e arrefecimento, na produção de eletricidade e no consumo final bruto de energia e na percentagem de biocombustíveis no sector dos transportes.

A percentagem de incorporação de FER na secção de aquecimento e arrefecimento (%FER<sub>A&A</sub>) é dada pelo quociente entre o consumo final bruto de energias renováveis para aquecimento e arrefecimento (consumo final bruto de ER<sub>A&A</sub>) e o consumo final bruto de energia para aquecimento e arrefecimento (consumo final bruto de energia<sub>A&A</sub>), ambos os termos referentes a todos os sectores de procura com exceção dos transportes, tal como representado na equação (1).

$$\%FER_{A\&A} = \frac{\text{consumo final bruto de } ER_{A\&A}}{\text{consumo final bruto de energia}_{A\&A}} \times 100 \quad (1)$$

O indicador referente à incorporação de renováveis na produção de eletricidade (%FER<sub>eletricidade</sub>), determinado a partir da equação (2), é calculado recorrendo ao quociente entre a produção bruta de eletricidade, em centrais dedicadas e em centrais de cogeração, com base em FER e a produção bruta total de eletricidade.

$$\%FER_{\text{eletricidade}} = \frac{\text{produção bruta de eletricidade com base em FER}}{\text{produção bruta de eletricidade}} \times 100 \quad (2)$$

Para o setor dos transportes, o indicador ( $\%FER_{\text{transportes}}$ ) é dado pelo quociente entre a percentagem do consumo no sector dos transportes com base em FER ( $FER_{\text{diretiva}}$ ) e o consumo total no mesmo sector de procura ( $\text{Consumo}_{\text{diretiva}}$ ), apresentado na equação (5).

O numerador do algoritmo de cálculo do indicador em questão, que representa a parcela de energia utilizada nos transportes com base em FER ( $FER_{\text{diretiva}}$ ), é dado pela expressão (3), onde se soma a eletricidade renovável consumida na ferrovia e na rodovia, esta última com um peso de 2,5, com os biocombustíveis para refinação e com os biocombustíveis consumidos pelos transportes da rodovia, com um peso de 2.

$$\begin{aligned} FER_{\text{diretiva}} = & (\text{Eletricidade}_{\text{ferrovia}} + 2,5 \times \text{Eletricidade}_{\text{rodovia}}) \times \frac{\%FER_{\text{eletricidade}}}{100} + \\ & + \text{Biocombustíveis}_{\text{para refinação}} + 2 \times \text{Biocombustíveis}_{\text{rodovia}} \end{aligned} \quad (3)$$

O denominador ( $\text{Consumo}_{\text{diretiva}}$ ) é dado pela soma das necessidades de gasóleo, gasolina, biocombustíveis, eletricidade na ferrovia e eletricidade na rodovia, sendo que esta última tem peso de 2,5.

$$\begin{aligned} \text{Consumo}_{\text{diretiva}} = & \text{Eletricidade}_{\text{ferrovia}} + 2,5 \times \text{Eletricidade}_{\text{rodovia}} + \text{Gasóleo} + \text{Gasolina} + \\ & + \text{Biocombustíveis}_{\text{para refinação}} + \text{Biocombustíveis}_{\text{rodovia}} \end{aligned} \quad (4)$$

$$\%FER_{\text{transportes}} = \frac{FER_{\text{diretiva}}}{\text{Consumo}_{\text{diretiva}}} \times 100 \quad (5)$$

Finalmente, o indicador relativo à percentagem de FER no consumo final bruto de energia ( $\%FER_{\text{C.Final}}$ ), equação (6), é dado pelo quociente entre soma da procura FER com a parcela de eletricidade renovável associada ao consumo total e com os biocombustíveis para refinação, e a soma da procura total com as perdas da transmissão e do armazenamento e com os autoconsumos dos centros eletroprodutores.

$$\%FER_{\text{C.Final}} = \frac{\text{Procura}_{\text{FER}} + \text{Biocombustíveis}_{\text{para refinação}} + \text{procura}_{\text{eletricidade}} \times \frac{\%FER_{\text{eletricidade}}}{100}}{\text{total procura} + \text{perdas} + \text{autoconsumos}} \times 100. \quad (6)$$



### 3. Cenarização Energética

Os decisores políticos e os líderes empresariais enfrentam muitas vezes decisões estratégicas com resultados futuros regidos pelo risco e pela incerteza. Tais resultados dependem frequentemente de uma variedade de fatores imprevisíveis que estão fora do controlo do decisor, logo, como método de representar e lidar com essa incerteza, foi desenvolvido o planeamento de cenários. Propriamente falando, os cenários não se destinam à previsão do que vai acontecer no futuro (o que é sim o domínio das chamadas «projeções»), mas sim no que poderá acontecer no futuro (EEA, 2009).

Um cenário pode ser definido como uma imagem plausível de uma possível realidade futura, que contenha informação necessária para a tomada de decisões importantes. O uso do termo “cenário” como ferramenta formal data do final dos anos 1950, pelos investigadores da RAND Corporation. Desde então, o planeamento de cenários tem sido empregue por muitas organizações, públicas e privadas, pequenas e grandes, em todo o mundo (EEA, 2009).

Em Portugal, os Serviços de Prospetiva e Planeamento (SPP) são a entidade encarregue de promover o estudo prospetivo e o acompanhamento de tendências de evolução política, económica, social, demográfica e tecnológica nos diversos domínios relevantes para a atuação do Ministério da Agricultura, Ordenamento do Território e Energia (MAOTE), bem como a articulação e partilha de informação entre serviços e organismos do MAOTE a esse respeito. O SPP tem ainda que desenvolver os modelos e metodologias necessários à elaboração de cenários e projeções quantificadas para as principais variáveis económicas, sociais e ambientais, no médio e longo prazo, bem como cooperar com outros serviços e organismos da Administração Pública, e também com outras entidades, na conceção, gestão e implementação de processos de prospetiva e estratégia nas áreas do ambiente, do ordenamento do território, da sustentabilidade e da energia (RCM, 2014).

#### 3.1 Perspetivando o futuro

O desenvolvimento de cenários para prospetiva energética e ambiental é objeto de extensa literatura académica. Contudo, apenas uma pequena fração dessa literatura tenta avaliar criticamente os fatores que permitem que os cenários construídos sejam fiáveis, úteis, possam ser usados com sucesso, e tenham efetivo reflexo no desempenho das organizações (EEA, 2009).

No presente trabalho, o relatório “*Scenarios as tools for environmental assessments*”, publicado em 2001 pela Agência Europeia do Ambiente (EEA - *European Environment Agency*), foi utilizado como linha condutora para o desenvolvimento de cenários energéticos (EEA, 2001). Trata-se de um relatório que apresenta os principais elementos de cenários em estudos energéticos, as possíveis

aplicações dos cenários, as classificações existentes para os cenários, as características de um “bom” cenário e uma sistematização de uma abordagem para o desenvolvimento de cenários.

Os cenários, de uma forma básica, podem ser quantitativos ou qualitativos. Os cenários qualitativos descrevem as possibilidades futuras normalmente através de palavras, sem estimativas numéricas explícitas. Assim, apesar de serem de fácil perceção e interpretação e de se tratarem de uma forma interessante de partilhar informação, não satisfazem a necessidade de informação numérica, o que é uma grande desvantagem no caso da Energia. Por outro lado, os cenários quantitativos fornecem informação em gráficos e tabelas. Isso é uma vantagem mas é tentador, devido à própria exatidão numérica dos resultados que se produzem, cair no erro de se supor que se sabe mais sobre o que irá acontecer no futuro, do que realmente se sabe. Outra desvantagem associada aos cenários quantitativos é que estes se baseiam normalmente em resultados de modelação computacional, à qual estão sempre associadas numerosas – muitas vezes demasiadas – suposições sobre o futuro. Apesar de a narrativa do cenário dever conter explicitamente estas suposições, ou pressupostos, o que é facto é que a sua tradução em valores numéricos e relações analíticas depende bastante da opinião subjetiva de quem faz a cenarização. Mais ainda, especialmente quando os pressupostos são muito numerosos, muitas vezes nem são integralmente explicitados.

Outra forma de classificar cenários é distinguindo-os entre «exploratórios» e «antecipatórios». Os cenários exploratórios (também designados de «descritivos») são aqueles que começam no presente e exploram as tendências para o futuro, como é o caso deste estudo. Tal abordagem aproxima-se do significado original de «cenário», no sentido de se tratar de uma sequência de acontecimentos emergentes. A sua utilidade é então principalmente estratégica. Já os cenários antecipatórios (também conhecidos como «prescritivos» ou «normativos») começam com uma visão prevista do futuro (otimista, pessimista ou neutra) e depois desenvolvem-se voltando para trás no tempo, até ao presente, para visualizar como pode surgir o futuro assumido inicialmente. São então especialmente úteis ao desenho de políticas e medidas.

Um “bom” cenário deve ter as seguintes características:

- Cumprir os objetivos propostos ao exercício de cenarização;
- Estar suficientemente documentado e de forma transparente, de modo a que os revisores e os utilizadores tenham informação suficiente e clara para entenderem os pressupostos e as mensagens inerentes ao cenário;
- Ser plausível, ou seja, não deve ser facilmente rejeitado por peritos ou políticos (a plausibilidade depende, entre outras coisas, da sua coerência interna);
- Mesmo sendo plausíveis, um cenário, em alguns casos, deve desafiar crenças e alargar o conhecimento dos peritos e dos políticos.

Abordando agora os principais elementos de cenários utilizados em estudos energéticos, estes são:

- 1) Narrativa (storyline): É a descrição narrativa de um cenário, onde se destacam as suas principais características, as relações entre as forças impulsionadoras de cada cenário e as suas principais características. Estas narrativas podem ser traçadas integralmente para cada estudo de cenários em fase de arranque ou podem ser adaptadas de estudos pré-existentes. Dado que a definição de narrativas exige compromissos e discussões intensas entre todas as partes envolvidas no estudo, grande parte do esforço e do tempo podem ser poupados recorrendo a narrativas de estudos anteriores, embora correndo o risco de adotar narrativas desatualizadas.
- 2) Descrição das mudanças passo a passo: implementa-se um método de delineação passo a passo da narrativa do cenário, i.e. das alterações futuras do estado da sociedade e do sistema energético. Essas alterações podem ser apresentadas, por exemplo, sob a forma de diagramas, tabelas e inclusive com um texto explicativo. Hoje em dia o mais frequente é utilizar modelos digitais em computador, de complexidade variável, desde simples folhas de cálculo a *software* específico. Como se referiu anteriormente, neste estudo usou-se o *software* LEAP (cf. secção 2.3).
- 3) Forças impulsionadoras (drivers): Estas são os principais determinantes / fatores que influenciam as alterações passo a passo descritas num cenário. Os valores para estas forças (juntamente com a maioria dos outros elementos dos cenários) devem ser assumidos pelos construtores dos cenários, ou retirados de estudos de cenarização anteriores, quando o que se pretende é uma atualização de cenários anteriores, ou se pretende coerência ao longo do tempo numa mesma organização.
- 4) Ano base: Trata-se do primeiro ano do cenário – será 2012 no presente estudo. Em cenários quantitativos, o ano base é geralmente aquele para o qual está disponível informação mais recente, que descreva o ponto de partida dos cenários. No entanto a montagem e validação de modelos que implementam os cenários pode recorrer a um período com dados de vários anos, designado «histórico». Aqui à primeira vista interessaria ter um histórico o mais longo possível, no entanto como as circunstâncias demográfica, económicas e tecnológicas se vão alterando, na prática não tem utilidade ou é mesmo contraproducente recuar demasiado no tempo para montar e validar o modelo que implementa os cenários.
- 5) Horizonte temporal e passos de tempo: O horizonte temporal é definido como o ano mais distante do momento presente que é ainda alcançado no cenário. A seleção de um horizonte temporal adequado a um cenário depende bastante dos objetivos desse cenário. A quantidade de passos de tempo que preenchem todo o horizonte temporal é geralmente a

mínima possível devido ao grande esforço analítico necessário para antecipar cada ano; tipicamente varia entre 1 e 10 anos. Neste estudo específico tomou-se 2030 como horizonte temporal, com passos de tempo de um ano.

Como os cenários são úteis para se ter noção do universo de possibilidades futuras, podem ser vantajosos na avaliação quer das implicações dos problemas atuais no futuro, quer na antecipação de problemas que possam surgir. No caso deste estudo em particular, pretendeu-se que os cenários tivessem as seguintes aplicações:

- Antecipar o futuro energético nacional, na ausência de políticas públicas adicionais. Desta forma os cenários surgem como um instrumento para ilustrar os impactes do desenvolvimento demográfico e económico na evolução do sistema energético, e para indicar possíveis medidas políticas a tomar para controlar esses impactos;
- Explorar possibilidades de diferentes caminhos a seguir (também designados como trajetórias) para alcançar as metas determinadas pelas políticas públicas;
- Combinar informações qualitativas e quantitativas sobre a evolução dos problemas associados ao sistema energético no futuro;
- Identificar a robustez das políticas públicas perante diferentes condições futuras;
- Ajudar políticos, decisores e peritos a ter em consideração as grandes escalas de tempo e de espaço que a questão energética possui;
- Aumentar a consciencialização sobre novos problemas ou intensificação dos já existentes, relacionados com o funcionamento do sistema energético.

### **3.2 Metodologia**

Seguindo a abordagem SAS (*story-and-simulation*) recomendada no referido documento “*Scenarios as tools for environmental assessments*” (EEA, 2001), uma metodologia geral para o desenvolvimento de cenários seria:

- i) O desenvolvimento de narrativas quantitativas por um grupo de intervenientes e peritos;
- ii) O uso de modelos para quantificar as narrativas;
- iii) Um processo iterativo para desenvolver os cenários com base no envolvimento dos autores dos cenários, dos peritos, das pessoas encarregues da modelação necessária e dos intervenientes;

- iv) A “abertura” do processo, em que os intervenientes participam no desenvolvimento dos cenários e todas as partes interessadas podem comentar e dar o seu contributo para os cenários; e
- v) o uso de vários meios, incluindo a Internet, para solicitar comentários e contribuições para os cenários, e para divulgar, posteriormente, os resultados da cenarização.

Esta abordagem geral SAS foi adaptada e detalhada para o presente exercício de cenarização da seguinte forma:

- i) São estabelecidas uma equipa de cenarização, encarregue de desenvolver os cenários, e um painel de avaliação dos cenários;
- ii) A equipa de cenarização decide quais os cenários a serem estudados e apresenta um esboço dos mesmos;
- iii) Os cenários são revistos pelo painel de avaliação de cenários, e daí surge a construção da primeira narrativa do exercício;
- iv) Com base no esboço da narrativa, a equipa de cenarização quantifica as forças impulsionadoras dos cenários;
- v) Com base nas forças impulsionadoras definidas, a equipa encarregue da modelação quantifica os indicadores dos cenários (estabelecidos no modelo);
- vi) A equipa de modelação reporta ao painel de avaliação a quantificação dos cenários e o painel de avaliação revê a narrativa;
- vii) Os passos iv, v e vi são repetidos até que se chegue a um esboço aceitável da narrativa a adotar e da quantificação dos cenários;
- viii) Os esboços dos cenários são distribuídos para uma revisão geral;
- ix) A equipa de cenarização e o painel de avaliação reveem os cenários com base dos resultados da revisão geral, que decorre no passo viii;
- x) Os cenários finais são obtidos.

Neste caso a equipa de cenarização foi constituída por Ricardo Aguiar (LNEG) e pela Autora. O painel de avaliação foi constituído pelos orientadores da Tese, mas também houve duas apresentações públicas no LNEG de onde se obteve contributos para a revisão das narrativas dos cenários.

### **3.3 Exercícios de cenarização nacionais**

Naturalmente que em Portugal têm vindo a ser conduzidos numerosos estudos de cenarização energética-ambiental, já desde meados do século XX. É impraticável dar conta de todos eles, mas de seguida faz-se referência a alguns considerados mais significativos pelas pessoas envolvidas neste estudo.

Manuela Costa Damas apresentou, em 2008, a dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto intitulada “Avaliação de cenários para a evolução do sistema energético em Portugal”. Neste estudo, de cenarização exploratória, são analisados cenários de evolução do sistema energético português até 2030, considerando o efeito de estratégias de gestão ao nível da procura (eficiência energética dos equipamentos, grau de penetração dos transportes públicos, etc.) e da promoção do aproveitamento de recursos endógenos (como as energias solar, eólica e das ondas). Foram desenhados dois cenários – o cenário de referência e um cenário “rumo à Sustentabilidade”, formulado em torno do cenário de referência com introdução de aspetos como a melhoria da eficiência dos edifícios no que respeita ao seu comportamento térmico e necessidades de energia para climatização, melhorias nas eficiências dos aparelhos elétricos, maior aproveitamento dos recursos endógenos, promoção da microgeração e geração descentralizada, entre outros. Ambos os cenários foram testados no *software* LEAP e apresentaram resultados que comprovam uma redução de emissões de GEE superior e um maior contributo das FER no cenário “Rumo à Sustentabilidade” face ao cenário de referência.

Em 2009, a APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis) e a Deloitte desenvolveram o “Estudo do Impacto Macroeconómico do Sector das Energias Renováveis em Portugal”, onde é apresentada uma análise sobre o impacto macroeconómico do sector das energias renováveis em Portugal para o período de 2005 a 2008, com uma previsão de evolução do sector até ao ano de 2015, tratando-se portanto de um estudo de cenarização antecipatória. O estudo avaliou o impacto do sector das energias renováveis em Portugal em três dimensões:

- vi) Macroeconómica e social, pela criação de riqueza e geração de emprego;
- vii) Ambiental, pelo facto de se evitarem emissões de CO<sub>2</sub>;
- viii) Redução da dependência energética do país, pelo efeito de substituição de importações.

Em 2010, a E.VALUE apresentou os documentos “Novas tecnologias energéticas: Roadmap Portugal 2050 (D1: Quadro internacional de novas tecnologias energéticas)” e “Novas tecnologias energéticas: Roadmap Portugal 2050 (D3: Análise da Competitividade Expectável das Novas Tecnologias Energéticas)”, este último em parceria com o CENSE (Center for Environmental and Sustainability Research), em que no primeiro é sistematizado o estado da arte das novas tecnologias energéticas, utilizando a informação mais recente disponível na altura, de natureza tecnológica e económica, no médio e longo prazo, e no segundo, tratando-se de um exercício de cenarização exploratória, são avaliados vários cenários para o sistema energético nacional, tendo em conta a evolução tecnológica, em particular os custos, a mitigação das alterações climáticas, e a obrigação de produção de um mínimo (30%) de eletricidade de base fóssil, com o objetivo de avaliar a competitividade potencial

das diversas tecnologias de produção de energia de base renovável e o seu impacto no sistema energético nacional.

Em Março de 2012 foi publicado o estudo “Recomendações para uma estratégia sustentável de eficiência energética e exploração de eficiência energética e exploração de energias renováveis em Portugal”, desenvolvido pela A.T.Kearney em parceria com o INESCPorto (Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto) e financiado pelo FAI (Fundo de Apoio à Inovação - Energias Renováveis), com o principal objetivo de identificar recomendações para uma estratégia sustentável de Eficiência Energética e de exploração de Energias Renováveis para Portugal. Neste estudo, de natureza antecipatória, foi adotada uma abordagem em três grandes módulos de trabalho:

- a) Identificação de uma estratégia para a Eficiência Energética com base no PNAEE de 2008;
- b) Identificação de uma estratégia para a Energias Renováveis com base no PNAER de 2010;
- c) Desenvolvimento de um estudo comparativo do enquadramento regulatório das FER.

Em Maio de 2012, a Agência Portuguesa do Ambiente e o Comité Executivo da Comissão para as Alterações Climáticas divulgaram o “Roteiro Nacional de Baixo Carbono: Análise Técnica das Opções de Transição para uma Economia de Baixo Carbono Competitiva em 2050”, de cenarização antecipatória, que estuda a viabilidade técnica e económica de trajetórias de redução das emissões de GEE em Portugal, conducentes a uma economia de baixo carbono até 2050. Visa ainda apontar orientações estratégicas para os vários setores de atividade e servir de elemento de informação e apoio à elaboração dos futuros planos nacionais de redução de emissões, em particular do Plano Nacional de Alterações Climáticas 2020 e dos Planos Setoriais de Baixo Carbono.

### **3.4 Características gerais dos cenários energéticos construídos**

Como antes referido, no processo de desenvolvimento de cenários é necessário definir o horizonte temporal que se pretende tomar. Neste caso, foram utilizados os dados de procura e de oferta de energia remetentes ao período de 2005 a 2012 para montagem e verificação do modelo, tomado 2013 como o ano base da cenarização e simulando a evolução do sistema energético português até 2030.

Neste estudo foram desenvolvidos cinco cenários: o Cenário de Referência e quatro variações deste – Cenário 1, Cenário 2A, Cenário 2B, Cenário 3 –, que visam cobrir uma gama alargada de possibilidades do futuro energético em Portugal. As narrativas correspondentes são em resumo as seguintes (vd. próximas secções para mais detalhes).

Em todos os cenários há cumprimento das metas europeias. As perspetivas demográficas, macroeconómicas e mesmo tecnológicas para todos os cenários são idênticas mas diferentes das que se utilizaram para os PNAER / PNAEE 2012. Em particular realça-se que a procura de energia é

significativamente inferior à que foi prevista (previsão feita na prática cerca de 2008). A composição da procura é também idêntica em todos os cenários exceto num deles em que há mais procura de eletricidade em detrimento de combustíveis.

No Cenário 1 a instalação de centrais FER continua ao ritmo da década anterior pondo em risco, como se verá, a viabilidade das centrais termoelétricas com base em FEF.

Nos cenários 2 evita-se esse problema de viabilidade de duas formas. Na variante 2A a evolução da potência instalada com base em FER tem um ritmo mais lento; na variante 2B esse ritmo é tão intenso como no Cenário de Referência mas em paralelo estimula-se a procura de eletricidade em detrimento da procura de combustíveis fósseis.

No Cenário 3 as interligações elétricas internacionais aumentam, potenciando o aumento de importações e exportações de eletricidade.

### **3.5 Cenarização das alavancas da procura de energia**

Como se mencionou a procura de energia é idêntica para os vários cenários exceto para o cenário 2B em que se alterou a procura da energia elétrica, mas mantendo a procura total de energia, mesmo a nível sectorial. Esta procura resulta de fatores demográficos e macroeconómicos, inclusive a nível setorial, e a nível de repartição por fontes de energia, essencialmente dos equipamentos instalados. Assim vale a pena dedicar uma secção apenas a esta modelação “base” socioeconómica, e que cabe aqui mencionar, foi feita essencialmente pela equipa do LNEG, exceto para o caso já mencionado do cenário 2B em que as modificações na procura de eletricidade a nível sectorial foram feitas pela Autora.

De seguida mostra-se então um conjunto de gráficos que traduzem esta modelação, cf. Figura 29 a Figura 34.

O cenário demográfico que foi usado neste trabalho está implementado no LNEG e foi atualizado em 2012 com as últimas estatísticas demográficas, cf. Figura 26. As perspetivas mais recentes de 2014 do Instituto Nacional de Estatística estão em linha com as do LNEG ou são mesmo mais pessimistas. Em relação ao que foi usado no PNAER / PNAEE 2012 o LNEG antecipa menos ca. 400 000 habitantes em 2020 e 700 000 habitantes em 2030.



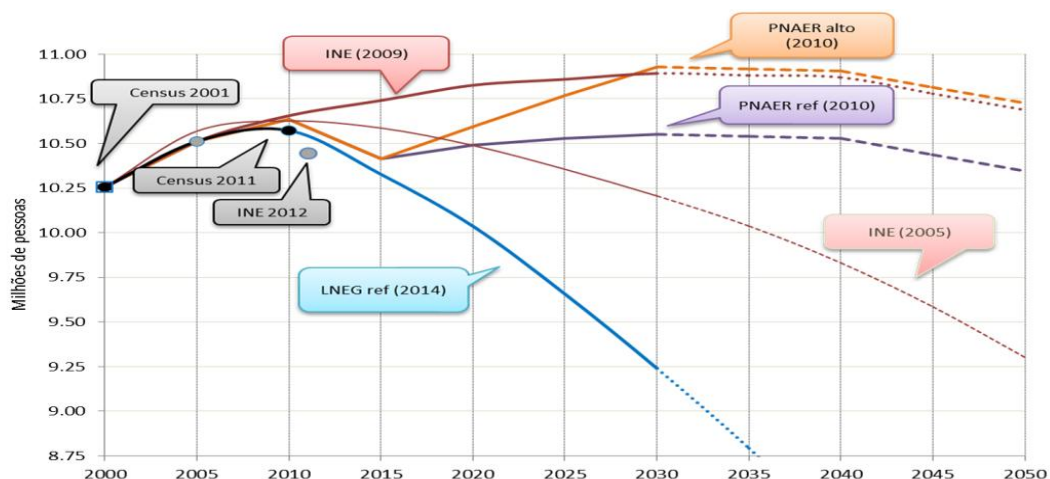


Figura 26 – Cenário demográfico (população total) neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários.

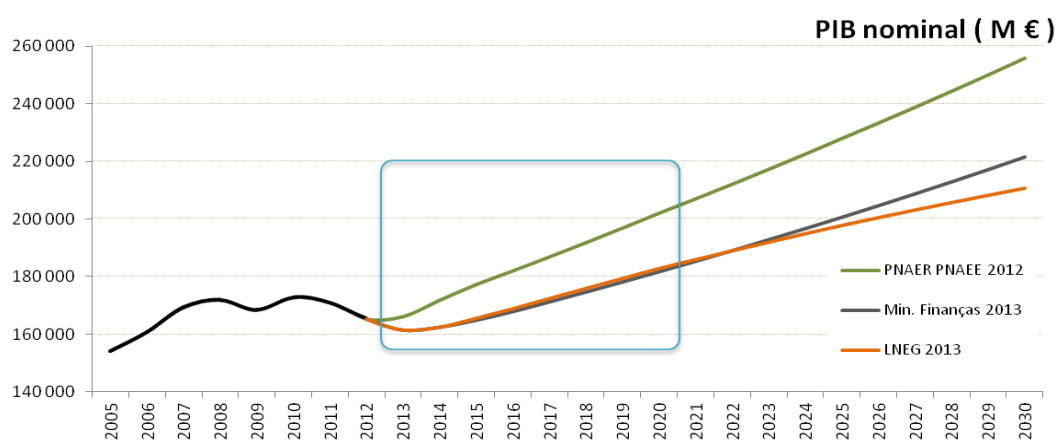


Figura 27 – Cenário do PIB nominal neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários (PNAER 2012 e Ministério das Finanças 2013).

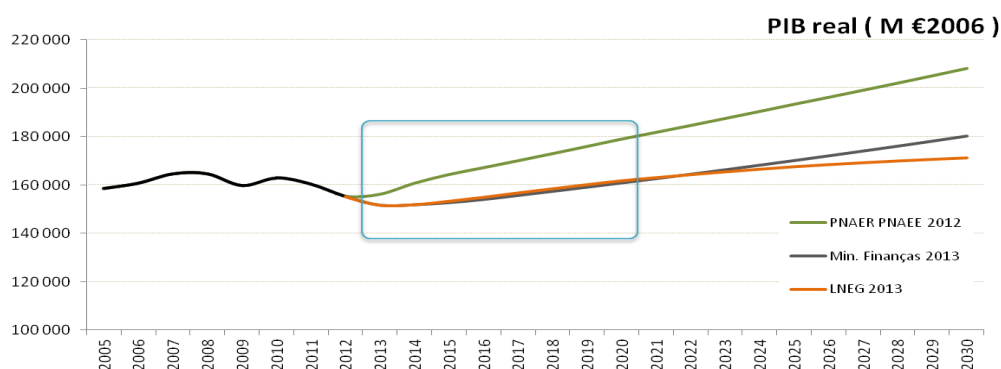


Figura 28 – Cenário do PIB real neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários (PNAER 2012 e Ministério das Finanças 2013).

Como se pode apreciar nas Figura 27 e Figura 28, as perspetivas macroeconómicas do LNEG estão em linha com as do Ministério das Finanças (à data de 2013) pelo menos até 2013, mas são muito inferiores às do PNAER/PNAEE 2012 (que cremos foram elaboradas cerca de 2008).

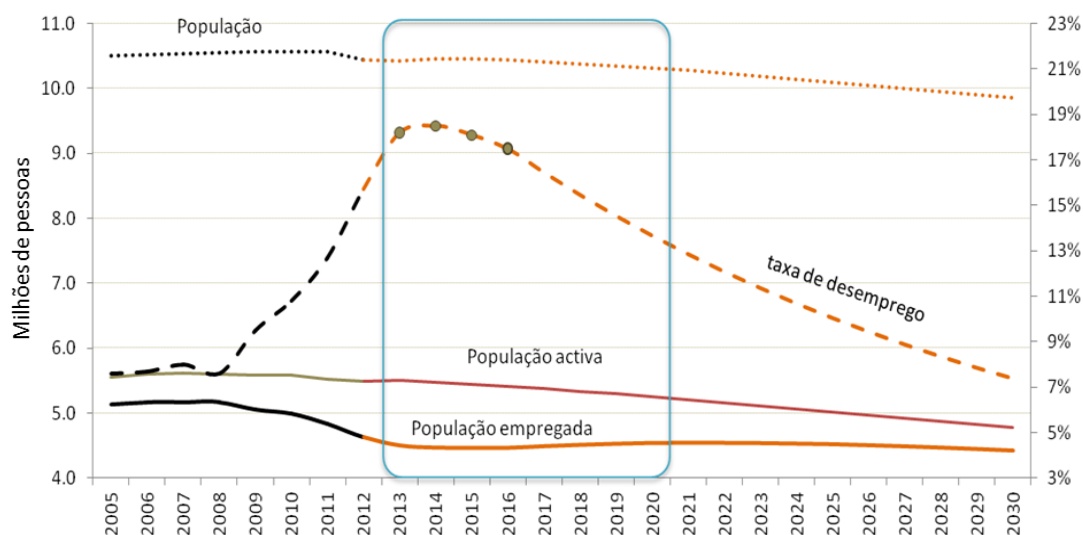


Figura 29 – Cenários do emprego neste estudo.

Os valores da população total, activa e empregada (Figura 29) são importantes como alavancas da procura a nível sectorial, em particular nas residências e nos transportes.

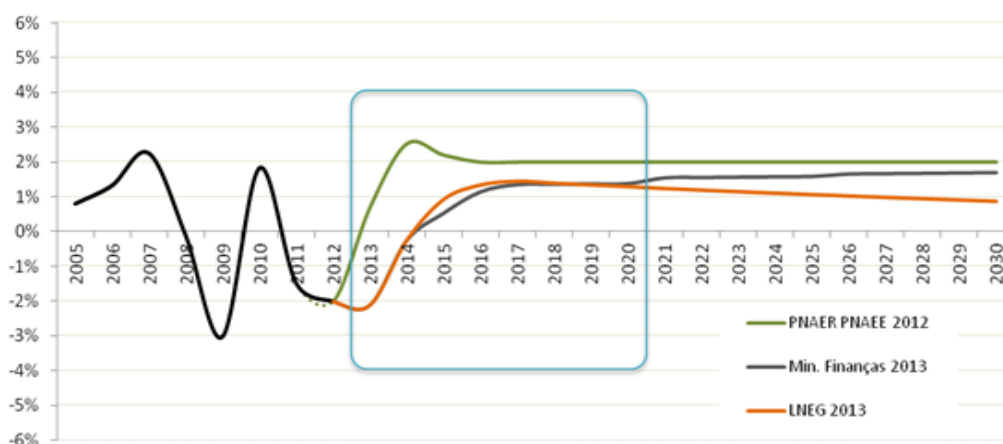


Figura 30 – Cenário do PIB real *per capita* neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários (PNAER 2012 e Ministério das Finanças 2013).

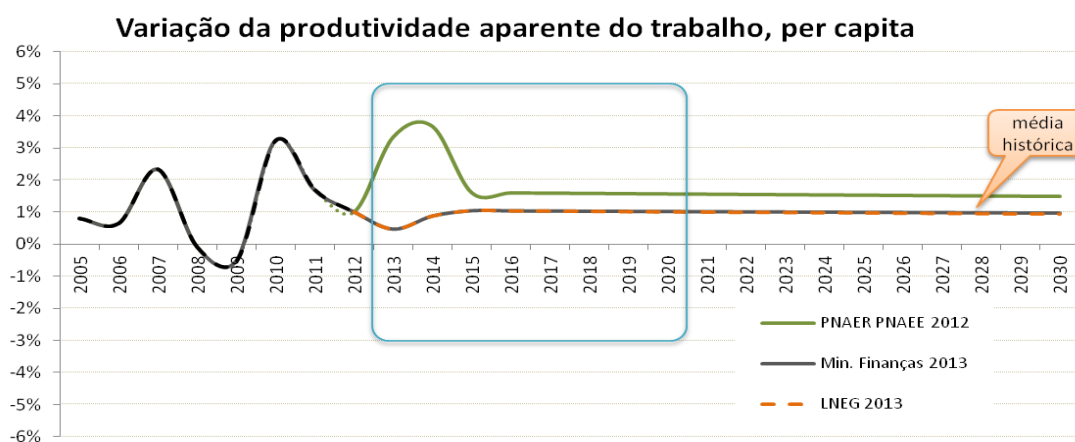


Figura 31 – Cenário da produtividade aparente do trabalho neste estudo (LNEG 2013) e comparação com outros cenários (PNAER 2012 e Ministério das Finanças 2013).

Conjugando as perspetivas demográficas com as macroeconómicas, verifica-se que o LNEG prevê progressos do PIB real *per capita* e da produtividade aparente do trabalho que são semelhantes aos do Ministério das Finanças, mas significativamente inferiores ao antecipado no PNAER/PNAEE 2012.

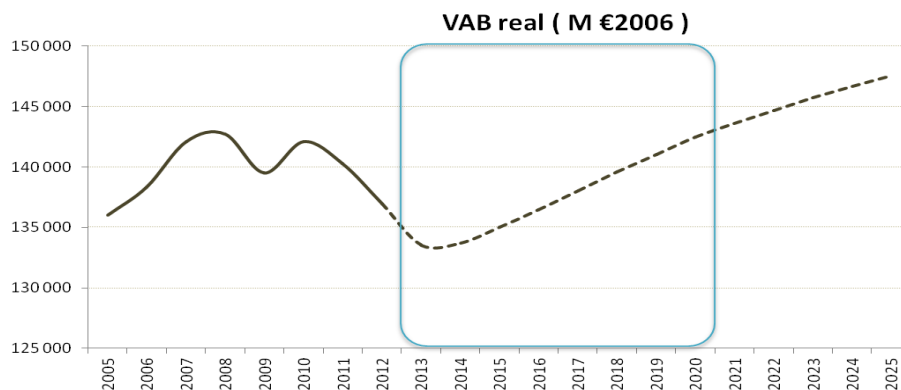


Figura 32 – Cenário do valor acrescentado bruto neste estudo.

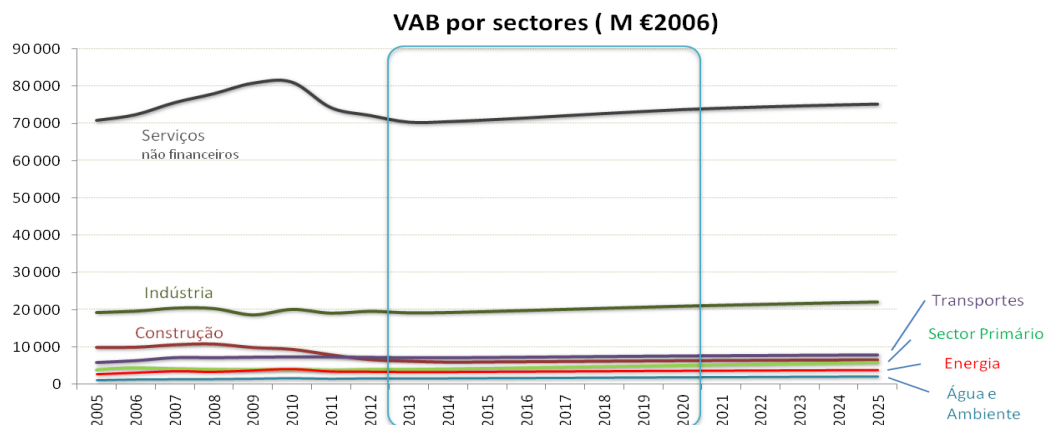


Figura 33 – Cenário da atividade sectorial neste estudo.

Em conformidade com as perspetivas demográficas e do PIB, o VAB global e setorial da Economia recuperam a partir de 2013 (ou mais tarde nalguns setores como a construção) mas apenas moderadamente.

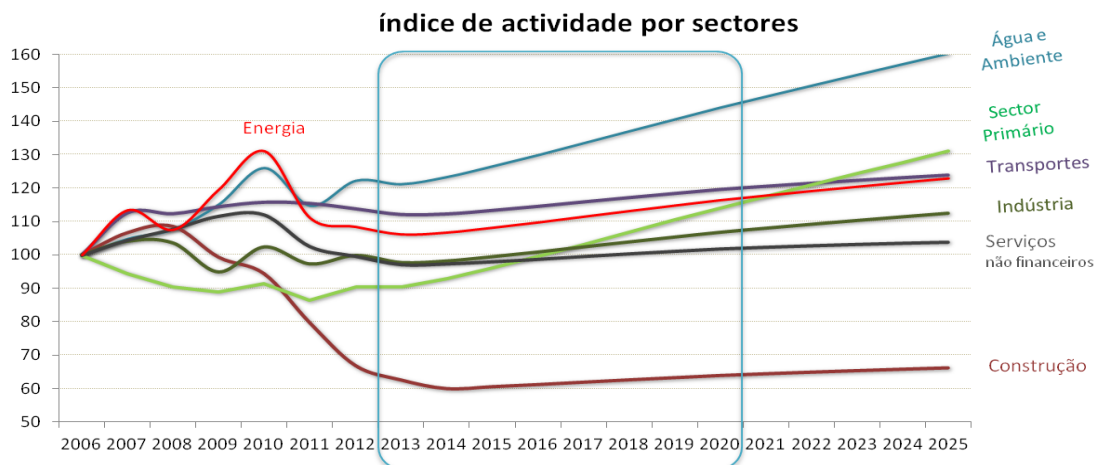


Figura 34 – Cenário da atividade sectorial neste estudo.

Como alavanca para uma ligação mais direta entre o VAB setorial e a procura de energia setorial, o modelo do LNEG oferece um “índice de atividade setorial” cuja evolução é retratada na Figura 34. Aí se pode ver em detalhe que o setor da construção nunca recupera os níveis de atividade pré-2008; que há um crescimento rápido nos setores de «água e ambiente» e «setor primário» (inclui agricultura, pecuária, pescas e indústria extrativa); e que os outros recuperam lentamente para os níveis médios pré-2008.

### 3.6 Cenário de Referência

Para desenvolver um cenário de referência, relativo à evolução do panorama energético nacional, há que ter em conta o estado atual da economia do país e as perspetivas de evolução económica e demográfica, traçadas pelo Governo e por entidades internacionais como a OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico) e o FMI (Fundo Monetário Internacional). Como se verifica que, nas últimas décadas, tais perspetivas foram quase sempre demasiado otimistas, estas previsões não foram diretamente utilizadas para fundamentar o comportamento da procura de energia, mas sim construída uma outra perspetiva de referência que se pretendeu não ser, nem demasiado otimista, nem demasiado pessimista.

Assim, neste estudo assume-se que existe um crescimento lento da procura de energia, dada a quebra demográfica prevista e a lenta recuperação da dinâmica económica. A estrutura da procura, quer por sector – Figura 35 e Tabela 11 –, quer por fonte de energia – Figura 36 e Tabela 12 –, também se altera apenas lentamente.

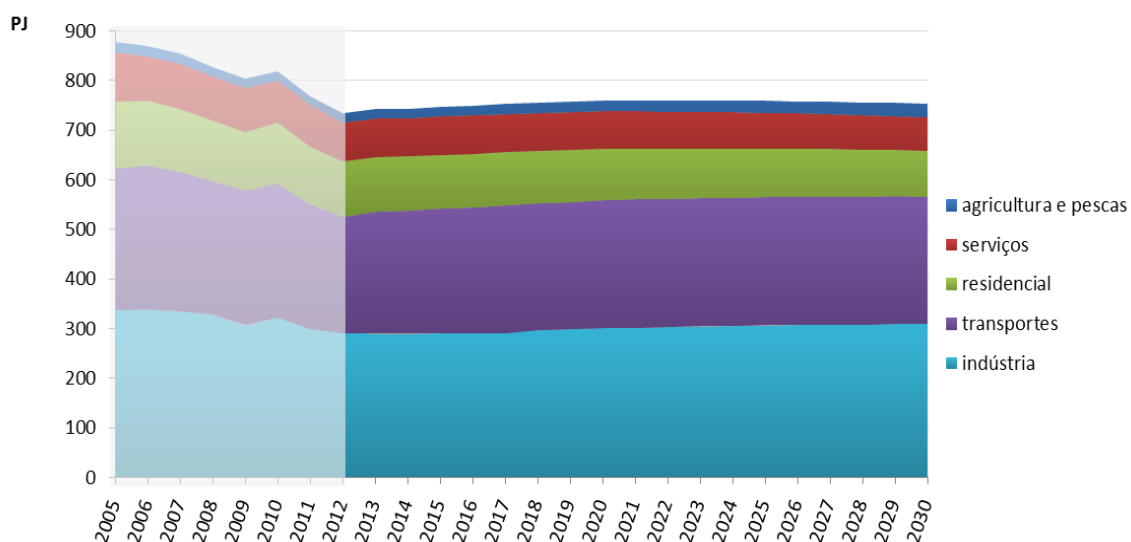


Figura 35 – Evolução da procura de energia, por sector.

Tabela 11 – Evolução da procura de energia, em PJ, por sector.

	Agricultura e Pescas	Serviços	Residencial	Transportes	Indústria
2005	21,3	99,7	135,3	285,5	337,1
2006	20,7	89,3	131,0	289,4	340,0
2007	19,8	91,5	126,9	282,0	335,1
2008	18,9	88,6	121,4	269,9	328,8
2009	17,7	89,7	117,5	272,0	307,0
2010	19,4	84,2	122,9	270,5	323,2
2011	18,6	83,1	117,6	251,6	298,9
2012	18,3	79,3	111,2	230,7	295,0
2013	18,5	77,7	110,1	246,8	290,2
2014	19,1	77,7	109,2	248,4	290,0
2015	19,7	77,7	108,2	250,8	291,7
2016	20,2	77,3	107,3	252,2	293,5
2017	20,7	77,0	106,4	253,8	295,6
2018	21,3	76,7	105,5	255,4	297,5
2019	21,8	76,3	104,5	256,9	299,4
2020	22,3	75,9	103,6	258,2	301,2
2021	22,8	75,2	102,5	258,4	302,6
2022	23,2	74,4	101,4	258,5	303,8
2023	23,6	73,6	100,4	258,6	305,0
2024	24,0	72,8	99,3	258,6	306,0
2025	24,4	72,0	98,2	258,5	307,0
2026	24,7	71,2	97,1	258,4	307,8
2027	25,1	70,3	95,9	258,2	308,4
2028	25,5	69,5	94,8	257,9	309,0
2029	25,8	68,6	93,7	257,6	309,5
2030	26,1	67,7	92,6	256,9	310,0

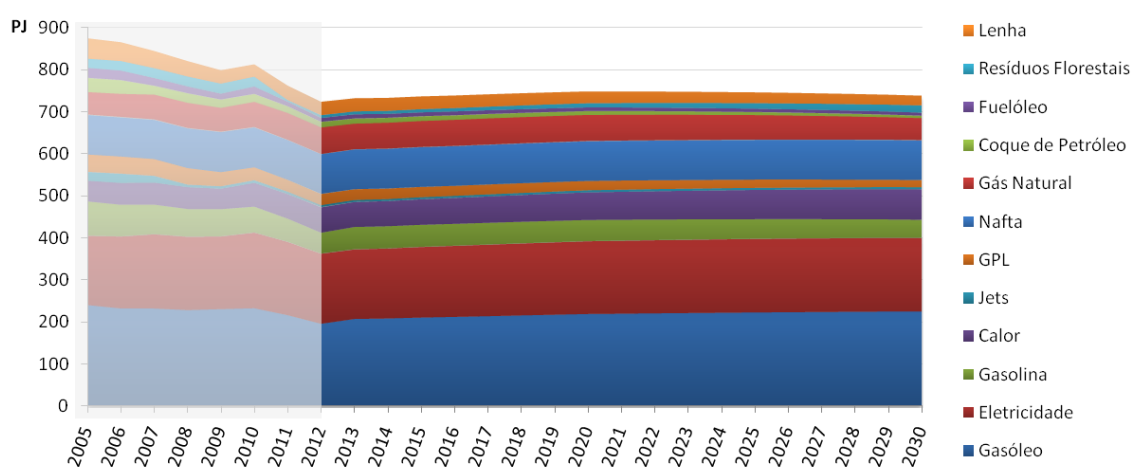


Figura 36 – Evolução da procura de energia, por fonte energética.

**Tabela 12 – Evolução da procura de energia, em PJ, por fonte energética.**

	Gasóleo	Electricidade	Gasolina	Calor	Jets	GPL	Nafta	Gás Natural	Coque de Petróleo	Fuelóleo	Resíduos Florestais	Lenha
<b>2013</b>	208,1	165,4	52,9	58,9	5,4	25,4	94,8	61,7	12,2	9,7	6,9	31,4
<b>2014</b>	209,4	166,3	52,5	59,3	5,4	24,8	94,8	62,3	11,6	9,1	7,2	30,9
<b>2015</b>	211,6	167,8	52,3	60,2	5,5	24,2	94,8	62,7	11,1	9,1	7,7	30,4
<b>2016</b>	213,0	168,9	51,9	61,2	5,4	23,6	94,8	62,8	10,6	9,0	8,1	30,0
<b>2017</b>	214,8	170,0	51,5	62,2	5,4	23,3	94,8	63,1	10,2	8,8	8,6	29,5
<b>2018</b>	216,5	171,1	51,1	63,2	5,4	22,9	94,8	63,1	9,8	8,6	9,1	29,1
<b>2019</b>	218,3	172,0	50,6	64,2	5,4	22,5	94,8	63,0	9,4	8,5	9,7	28,6
<b>2020</b>	219,9	173,0	50,2	65,2	5,4	22,1	94,8	62,8	9,0	8,4	10,2	28,1
<b>2021</b>	220,7	173,4	49,5	66,0	5,4	21,6	94,8	62,3	8,6	8,2	10,8	27,6
<b>2022</b>	221,5	173,8	48,8	66,8	5,4	21,1	94,8	61,7	8,2	8,1	11,4	27,1
<b>2023</b>	222,2	174,1	48,1	67,6	5,3	20,6	94,8	61,0	7,8	7,9	12,1	26,7
<b>2024</b>	222,9	174,4	47,3	68,4	5,3	20,1	94,8	60,2	7,5	7,8	12,7	26,2
<b>2025</b>	223,6	174,7	46,6	69,1	5,2	19,6	94,8	59,3	7,1	7,7	13,4	25,7
<b>2026</b>	224,2	174,9	45,9	69,8	5,2	19,1	94,8	58,2	6,8	7,5	14,2	25,2
<b>2027</b>	224,8	175,0	45,1	70,5	5,1	18,5	94,8	57,1	6,5	7,4	14,9	24,7
<b>2028</b>	225,3	175,0	44,3	71,1	5,0	18,0	94,8	55,9	6,2	7,3	15,7	24,2
<b>2029</b>	225,8	175,0	43,5	71,7	5,0	17,5	94,8	54,5	5,9	7,1	16,5	23,8
<b>2030</b>	225,9	174,9	42,7	72,3	4,9	17,1	94,8	53,1	5,6	7,0	17,4	23,3

Relativamente à produção de eletricidade, a ordem de mérito é apresentada na Tabela 13. É de referir que as centrais termoelétricas a fuelóleo e a gasóleo das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira foram classificadas com prioridade 1 na ordem de mérito, uma vez que se constatou que com a evolução do sistema eletroprodutor as centrais termoelétricas com base nestes dois combustíveis iriam, nas simulações do programa LEAP, cessar a sua operação, o que não seria compatível com a segurança do abastecimento elétrico das Ilhas. Apesar de terem base em FER, as centrais hídricas de grande dimensão (com potência instalada superior a 10 MW) não foram classificadas com ordem de mérito 1 porque têm capacidade de regulação da produção de eletricidade, não sendo consideradas “produção base”.

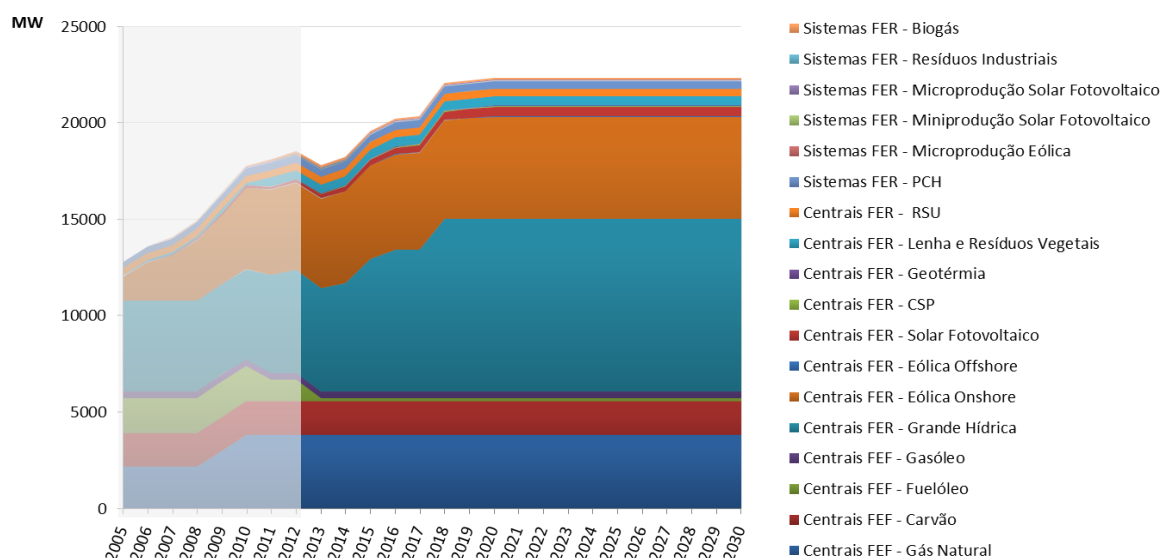
O PNBEPH prevê 10 aproveitamentos hídricos, mas apenas serão construídas seis dessas novas centrais hidroelétricas (PNBEPH, 2014). Das restantes presentes neste plano, uma delas foi afastada neste estudo por haver notícia recente de ter a Declaração de Impacto Ambiental (DIA) desfavorável, outra estava adjudicada à EDP que posteriormente optou por cancelar a sua construção e as restantes sabe-se que não arrancarão, por falta de interessados (PNBEPH, 2014; Gonçalves, 2014). Em conjunto com reforços de potência previstos isto resulta num incremento de 3580 MW na

potência instalada em grandes centrais hídricas em território português, até 2020 e mantendo-se nesse nível até 2030.

**Tabela 13 – Ordem de mérito da entrada na rede de eletricidade produzida pelos centros eletroprodutores adotada no Cenário de Referência.**

Ordem de entrada:	Centros eletroprodutores:
1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrais/sistemas com produção a partir de FER não despacháveis (toda a produção de eletricidade a partir de FER à exceção das grandes centrais hídricas)</li> <li>Centrais termoelétricas a fuelóleo e a gasóleo das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira</li> </ul>
2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grandes centrais hídricas</li> <li>Centrais termoelétricas a carvão</li> </ul>
3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrais termoelétricas a gás natural</li> </ul>
4	<ul style="list-style-type: none"> <li>Outras centrais termoelétricas a fuelóleo</li> </ul>
5	<ul style="list-style-type: none"> <li>Outras centrais termoelétricas a gasóleo</li> </ul>

Este cenário representa o esforço mínimo para atingir o cumprimento das metas europeias atribuídas a Portugal. Quanto aos objetivos do PNAEE, estimamos neste estudo que a fraca dinâmica económica e modesta capacidade para conceder incentivos não irão permitir totalmente o alcance dos ganhos percentuais em eficiência previstos, mas que em compensação as dinâmicas demográfica e económica permitirão cumprir as metas nominais absolutas. No PNAER, o cumprimento estrito das metas significará essencialmente suportar os compromissos já assumidos em energia eólica *onshore* e solar fotovoltaico e licenciar apenas a potência FER adicional que se revelar necessária (microgeração), com alguns projetos estratégicos extra (eólica *offshore* e CSP), cf. Tabela 14. Isto resulta no diagrama de evolução de potência instalada por centro eletroprodutor da Figura 37.



**Figura 37 – Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores, para o Cenário de Referência.**

**Tabela 14 – Evolução da potência FER instalada, em MW, no período de cenarização, para o Cenário de Referência.**

	PCH (< 10 MW)	Grande Hídrica	Eólica <i>onshore</i>	Eólica <i>offshore</i>	Solar fotovoltaico	Solar fotovoltaico (micro- produção)	CSP	Biomassa (resíduos florestais)
2013	381	5369	4629	2	218	64	12	480
2014	381	5620	4740	2	258	70	34	480
2015	381	6873	4840	2	288	58	34	480
2016	381	7361	4915	27	328	58	34	480
2017	381	7361	5015	27	368	58	34	480
2018	381	8949	5115	27	408	58	34	480
2019	381	8949	5215	27	448	58	34	480
2020	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2021	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2022	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2023	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2024	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2025	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2026	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2027	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2028	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2029	381	8949	5273	27	485	58	50	480
2030	381	8949	5273	27	485	58	50	480

### 3.7 Cenário 1

Nesta primeira variação do Cenário de Referência, mantém-se a procura de energia por sector e por fonte energética, apresentadas respetivamente na Figura 35 e na Figura 36.

Admite-se neste cenário que os custos das tecnologias com base em FER caem de tal forma que se torna viável, por volta de 2016, a competição com as FEF em mercado aberto na eletricidade nos casos da eólica *onshore* e solar fotovoltaico. Neste contexto e fortemente condicionados pela Economia, os Governos quererão aproveitar a conjuntura, tanto para reduzir a tarifa paga às FER, como para diminuir o preço da eletricidade no consumidor, e diminuirão o acesso privilegiado das FER à rede elétrica em situações de excesso de oferta de energia, ao mesmo tempo que permitirão mais licenciamentos e *re-powering*.

Deste modo, do lado da oferta, no que toca à produção de eletricidade registam-se as seguintes alterações face ao Cenário de Referência:

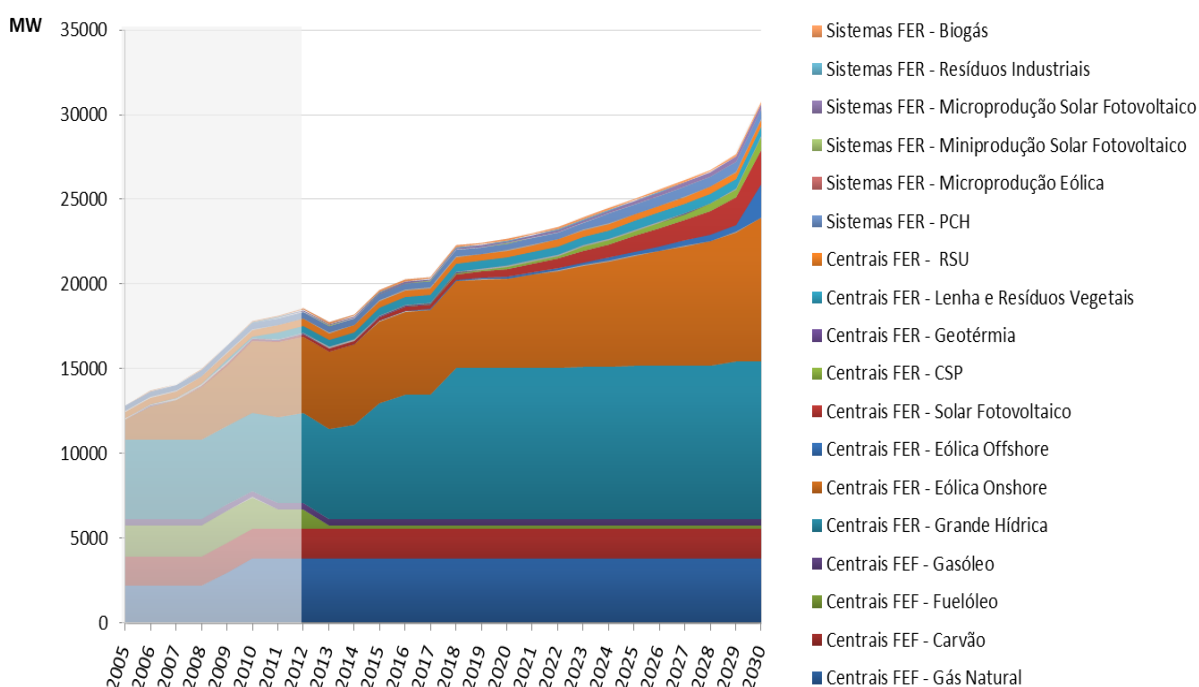
- A ordem de mérito altera-se ligeiramente – cf. Tabela 15;



- Os aproveitamentos hídricos do PNBEPH com DIA favorável são executados para assegurar o máximo de capacidade de armazenamento via bombagem, o que resulta num aumento de 3963 MW na capacidade hídrica instalada até 2030, e, para além disso, os centros eletroprodutores com base em FER multiplicam-se, levando ao aumento da produção de “eletricidade verde” – ver Tabela 16. Posto isto, a evolução do diagrama de potência instalada por centro eletroprodutor toma a forma da Figura 36.

**Tabela 15 – Ordem de mérito da entrada na rede de eletricidade produzida pelos centros eletroprodutores adotada no Cenário 1.**

Ordem de entrada:	Centros eletroprodutores:
1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrais/sistemas com produção a partir de FER (toda a produção de eletricidade a partir de FER à exceção das grandes centrais hídricas)</li> <li>Centrais termoelétricas a fuelóleo e a gasóleo das Regiões Autónomas</li> </ul>
2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grandes centrais hídricas</li> </ul>
3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrais termoelétricas a carvão</li> </ul>
4	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrais termoelétricas a gás natural</li> </ul>
5	<ul style="list-style-type: none"> <li>Outras centrais termoelétricas a fuelóleo</li> </ul>
6	<ul style="list-style-type: none"> <li>Outras centrais termoelétricas a gasóleo</li> </ul>



**Figura 38 – Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores, para o Cenário 1.**

**Tabela 16 – Evolução da potência FER instalada, em MW, no período de cenarização, para o Cenário 1.**

	PCH (< 10 MW)	Grande Hídrica	Eólica <i>onshore</i>	Eólica <i>offshore</i>	Solar fotovoltaico	Solar fotovoltaico (micro- produção)	CSP	Biomassa (resíduos florestais)
<b>2013</b>	381	5369	4565	10	162	64	0	486
<b>2014</b>	381	5620	4740	20	188	70	0	492
<b>2015</b>	381	6873	4840	50	217	77	0	497
<b>2016</b>	381	7361	4915	50	250	85	30	503
<b>2017</b>	381	7361	5015	50	289	93	30	509
<b>2018</b>	381	8949	5115	100	334	102	90	516
<b>2019</b>	381	8949	5215	100	386	113	90	522
<b>2020</b>	381	8949	5273	130	445	124	140	528
<b>2021</b>	401	8949	5494	150	514	136	140	534
<b>2022</b>	401	8949	5725	172	594	150	140	541
<b>2023</b>	401	9027	5966	198	686	165	250	547
<b>2024</b>	563	9027	6216	227	792	182	250	554
<b>2025</b>	563	9104	6477	261	915	200	280	561
<b>2026</b>	563	9104	6749	301	1057	220	330	567
<b>2027</b>	582	9104	7033	346	1221	242	360	574
<b>2028</b>	582	9104	7328	398	1410	266	410	581
<b>2029</b>	600	9332	7636	457	1629	292	450	588
<b>2030</b>	600	9332	8500	2000	2000	320	750	600

O cenário admite ainda que, a longo prazo, a baixa de preços da eletricidade estimule um aumento adicional do consumo e uma redução de preços dos combustíveis fósseis, também a nível internacional. No entanto estes efeitos não serão suficientes para reduzir significativamente os custos das centrais elétricas com base em FEF que, com proveitos cada vez mais diminuídos, vão encerrando sucessivamente. Todavia, os Governos não ficam demasiado preocupados com a falta de potência de reserva, devido ao excesso de capacidade FER a nível peninsular e aos numerosos sistemas de albufeira com bombagem. Em todo o caso permitem quantidades substanciais de autoabastecimento com microgeração para mitigar esse problema – e isto, diminuindo o consumo aparente do SEN, reforça todo este ciclo.

### 3.8 Cenário 2A

Nos Cenários 2, os Governos vêm com a preocupação acerca da operacionalidade de todo o sistema elétrico e tentam manter pelo menos o *status quo* agora existente, com quotas de potência instalada de FER e FEF próximas das atuais.

No Cenário 2A, a procura de energia por sector e por fonte de energia mantém-se igual ao Cenário de Referência. Já no campo da oferta de eletricidade, o PNBEPH avança mais lentamente do que no Cenário de Referência, atingindo-se apenas em 2030 o nível de potência instalada em grandes centrais hidroelétricas, previsto em 2020 no Cenário de Referência. Os custos das tecnologias FER continuam a cair mas devagar e, em simultâneo, as centrais elétricas com base em FEF ameaçam encerrar devido aos proveitos cada vez mais diminutos, colocando em perigo a operacionalidade e a segurança de todo o sistema elétrico.

Neste contexto os Governos quererão manter o *status quo* no sistema elétrico, com quotas de FER e FEF próximas das da atualidade – cf. Figura 39 e Tabela 17. Nesse sentido cortarão ainda mais as tarifas FER e congelarão novos projetos, assim como limitarão mais o acesso à microgeração e autoabastecimento.

**Tabela 17 – Evolução da potência FER instalada, em MW, no período de cenarização, para o Cenário 2A.**

	PCH (< 10 MW)	Grande Hídrica	Eólica <i>onshore</i>	Eólica <i>offshore</i>	Solar fotovoltaico	Solar fotovoltaico (micro- produção)	CSP	Biomassa (resíduos florestais)
2013	381	5369	4629	2	218	64	12	480
2014	381	5620	4740	2	258	70	34	480
2015	381	5620	4840	2	288	58	34	480
2016	381	5620	4915	27	328	58	34	480
2017	381	5790	5015	27	368	58	34	480
2018	381	6873	5115	27	408	58	34	480
2019	381	7361	5215	27	448	58	34	480
2020	381	7521	5273	27	485	58	50	480
2021	381	7521	5273	27	485	58	50	480
2022	381	7521	5273	27	485	58	50	480
2023	381	7521	5273	27	485	58	50	480
2024	381	7749	5273	27	485	58	50	480
2025	381	7749	5273	27	485	58	50	480
2026	381	7749	5273	27	485	58	50	480
2027	381	8064	5273	27	485	58	50	480
2028	381	8064	5273	27	485	58	50	480
2029	381	8064	5273	27	485	58	50	480
2030	381	8949	5273	27	485	58	50	480

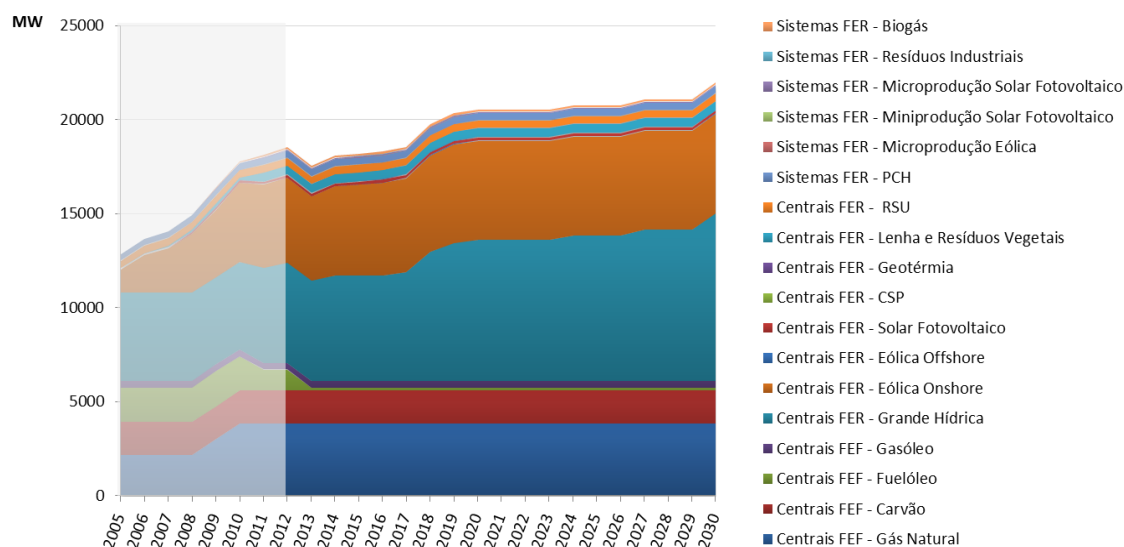


Figura 39 – Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores, para o Cenário 2A.

### 3.9 Cenário 2B

O Cenário 2B é também de manutenção do padrão de evolução do sistema elétrico atual mas de forma diversa do Cenário 2A. Do lado da oferta de energia, a evolução de potência instalada para a produção de eletricidade é, para este cenário, igual à do Cenário de Referência. Mantém-se a procura de energia sectorial do Cenário de Referência – Figura 35 –, mas a composição por fontes de energias altera-se – estimula-se o uso de eletricidade, em detrimento do uso de combustíveis fósseis (em particular de gasolinas e gasóleos, e do gás natural), cf. Figura 40 e Tabela 18.

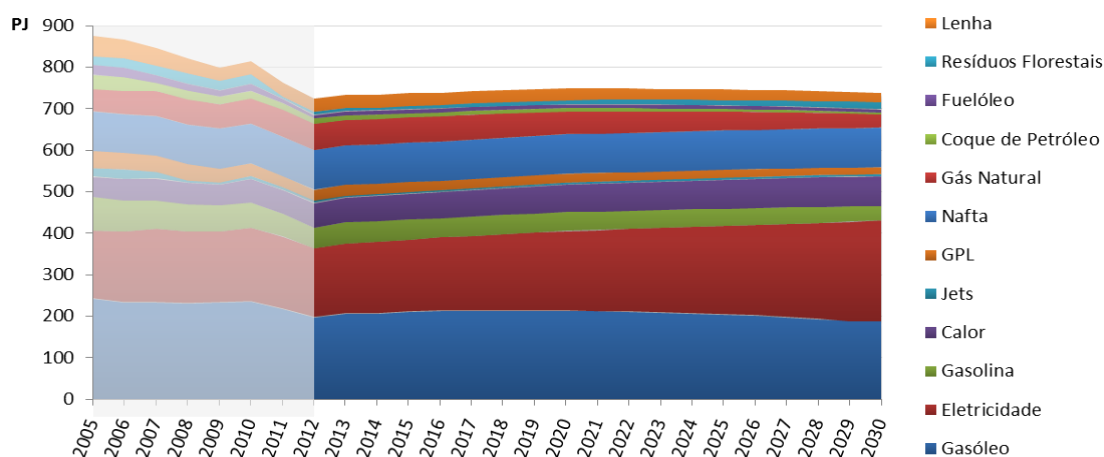


Figura 40 – Evolução da procura de energia, por fonte energética, para o Cenário 2B.

**Tabela 18 – Evolução da procura de energia, em PJ, por fonte energética, para o Cenário 2B.**

	Gasóleo	Electricidade	Gasolina	Calor	Jets	GPL	Nafta	Gás Natural	Coque de Petróleo	Fuelóleo	Resíduos Florestais	Lenha
<b>2013</b>	205,6	169,6	51,8	58,9	5,4	25,3	94,8	61,1	12,2	9,7	6,9	31,4
<b>2014</b>	206,2	172,0	51,4	59,3	5,4	24,7	94,8	61,0	11,6	9,1	7,2	30,9
<b>2015</b>	209,1	175,1	49,7	60,2	5,5	24,1	94,8	60,6	11,1	9,1	7,7	30,4
<b>2016</b>	211,1	178,0	47,8	61,2	5,4	23,5	94,8	59,8	10,6	9,0	8,1	30,0
<b>2017</b>	211,7	181,3	47,4	62,2	5,4	23,1	94,8	59,0	10,2	8,8	8,6	29,5
<b>2018</b>	212,1	184,9	47,0	63,2	5,4	22,7	94,8	57,9	9,8	8,6	9,1	29,1
<b>2019</b>	212,2	188,6	46,6	64,2	5,4	22,4	94,8	56,6	9,4	8,5	9,7	28,6
<b>2020</b>	212,0	192,7	46,2	65,2	5,4	22,0	94,8	55,1	9,0	8,4	10,2	28,1
<b>2021</b>	210,9	196,2	45,6	66,0	5,4	21,5	94,8	53,4	8,6	8,2	10,8	27,6
<b>2022</b>	209,5	199,9	44,9	66,8	5,4	20,9	94,8	51,5	8,2	8,1	11,4	27,1
<b>2023</b>	207,8	204,0	44,3	67,6	5,3	20,4	94,8	49,5	7,8	7,9	12,1	26,7
<b>2024</b>	205,7	208,4	43,6	68,4	5,3	19,9	94,8	47,4	7,5	7,8	12,7	26,2
<b>2025</b>	204,0	213,2	42,0	69,1	5,2	19,4	94,8	45,1	7,1	7,7	13,4	25,7
<b>2026</b>	200,9	218,4	41,3	69,8	5,2	18,9	94,8	42,7	6,8	7,5	14,2	25,2
<b>2027</b>	197,1	224,2	40,6	70,5	5,1	18,4	94,8	40,1	6,5	7,4	14,9	24,7
<b>2028</b>	192,7	230,5	39,9	71,1	5,0	17,9	94,8	37,4	6,2	7,3	15,7	24,2
<b>2029</b>	189,7	237,6	37,1	71,7	5,0	17,4	94,8	34,6	5,9	7,1	16,5	23,8
<b>2030</b>	186,1	244,7	34,3	72,3	4,9	16,9	94,8	31,7	5,6	7,0	17,4	23,3

Esta “eletrificação” sectorial tem lugar principalmente no sector residencial (no sector de edifícios de serviços já é uma realidade), na indústria transformadora, e na mobilidade elétrica, i.e. no sector dos transportes. É de referir que, neste estudo de carácter preliminar, foi feita, simplificadamente, apenas uma troca de vetores de energia a nível de energia final, sendo contudo que, futuramente, e mais em rigor, se deverá ter em conta as diferenças em termos de conversão de energia final em energia útil dos sistemas elétricos e térmicos que satisfazem uma mesma necessidade (em particular, diferentes rendimentos de caldeiras e motores).

O objetivo desta estratégia seria que a procura de electricidade aumentasse de forma suficiente para continuar a dar espaço e viabilidade económica às centrais com base em FEF.

Entretanto, dada a elevada penetração de FER há efeitos de ressalto no consumo aparente do SEN, por ser estimulado o interesse no autoabastecimento, e dada a elevada taxa de aumento da motorização elétrica, a utilização de biocombustíveis estagna em valor absoluto (embora aumente em valor relativo).

### 3.10 Cenário 3

Uma vez mais, a evolução da procura de energia, quer por sector, quer por fonte de energia, mantém-se neste cenário igual ao Cenário de Referência.

Neste cenário admite-se que a UE, pressionada por uma conjuntura internacional de insegurança do abastecimento das FEF à Europa a partir das fontes asiáticas, toma uma decisão estratégica de aposta na criação de fortes laços, tanto dentro do seu território, como à volta do Mediterrâneo. Nesse contexto são criadas fortes interligações elétricas da Ibéria com a França, Reino Unido e Marrocos.

Essa situação permite o aumento muito significativo das exportações de eletricidade de FER e o correspondente aumento da capacidade de importação permite reduzir as preocupações com a segurança de abastecimento de eletricidade.

Todos estes factos levam os Governos a permitir mais licenciamentos e *re-powering* de centrais pois a energia em excesso poderá ser exportada, ao mesmo tempo que consegue preservar o papel das centrais FEF como reserva do sistema, apesar do inevitável encerramento de algumas. Desta forma, deixa de ser necessário cumprir integralmente o PNBEPH, principalmente no aumento da capacidade de bombagem, uma vez que a possibilidade de exportação do excedente de eletricidade produzida pelos sistemas eólicos diminui as necessidades de sistemas de armazenamento. O padrão de evolução da potência instalada em centros eletroprodutores toma a forma da Figura 41 (cf. Tabela 19).

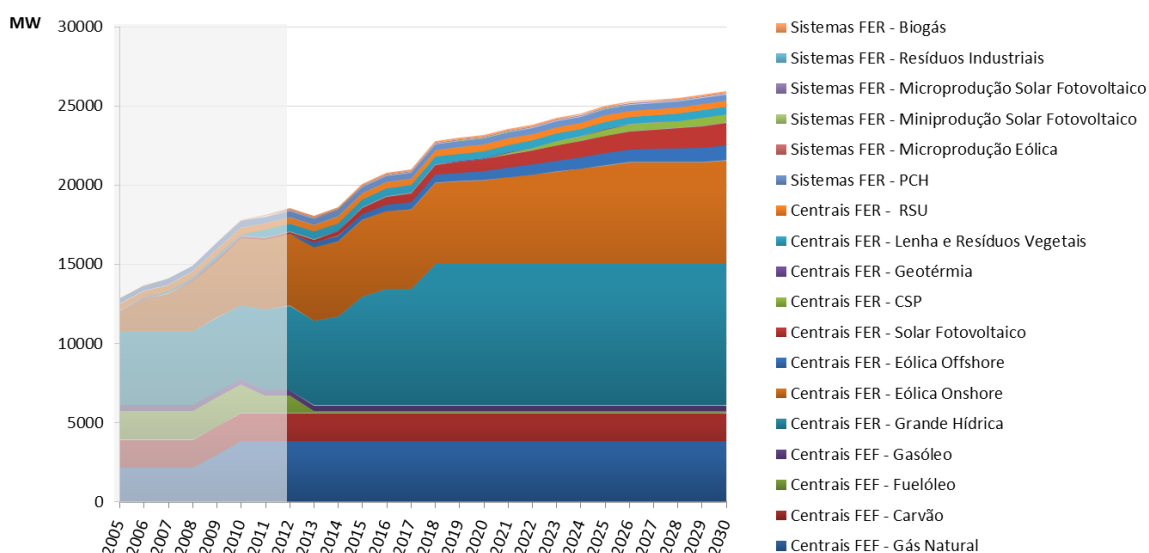


Figura 41 – Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores, para o Cenário 3.

**Tabela 19 – Evolução da potência FER instalada, em MW, no período de cenarização, para o Cenário de Referência.**

	PCH (< 10 MW)	Grande Hídrica	Eólica <i>onshore</i>	Eólica <i>offshore</i>	Solar fotovoltaico	Solar fotovoltaico (micro- produção)	CSP	Biomassa (resíduos florestais)
<b>2013</b>	381	5369	4629	320	167	58	0	480
<b>2014</b>	381	5620	4740	360	275	58	0	480
<b>2015</b>	381	6873	4840	400	382	58	0	480
<b>2016</b>	381	7361	4915	440	490	58	0	480
<b>2017</b>	381	7361	5015	480	555	58	0	480
<b>2018</b>	381	8949	5115	520	620	58	0	480
<b>2019</b>	381	8949	5215	560	685	58	0	480
<b>2020</b>	381	8949	5273	600	750	58	0	480
<b>2021</b>	381	8949	5445	640	815	58	100	480
<b>2022</b>	381	8949	5622	680	880	58	100	480
<b>2023</b>	381	8949	5806	720	945	58	250	480
<b>2024</b>	381	8949	5995	760	1010	58	250	480
<b>2025</b>	381	8949	6190	800	1075	58	400	480
<b>2026</b>	381	8949	6392	840	1140	58	400	480
<b>2027</b>	381	8949	6392	880	1205	58	400	480
<b>2028</b>	381	8949	6392	920	1270	58	400	480
<b>2029</b>	381	8949	6392	960	1335	58	500	480
<b>2030</b>	381	8949	6500	1000	1400	58	500	480





## 4. Exploração prospetiva

Pretendeu-se que os cinco cenários construídos englobassem algumas das possibilidades que a evolução do sistema energético português possa tomar, tendo todavia sempre o cumprimento das metas impostas pela UE a Portugal em 2020, como constrangimento de base. Não se considera um dos cenários mais provável que os outros: a evolução real estará algures numa mistura particular das características destes cenários. No entanto a análise destes casos-limite permite comparar o resultado das diferentes apostas estratégicas, como se fará de seguida.

### 4.1 Resultados da cenarização

Comparando o Cenário de Referência com as suas quatro variantes, do lado da oferta os cinco cenários apresentam resultados diferentes entre si, enquanto que, do lado da procura, apenas o Cenário 2B apresenta diferenças face ao cenário de Referência (recorda-se, contudo, que isso se limita à estrutura por fonte de energia, sendo o total da procura de energia igual nos cinco cenários).

#### 4.1.1 Procura de energia

Note-se que como não se modelam ciclos económicos, as tendências da procura de energia são suaves de ano para ano, ao contrário do que acontece no registo histórico.

Tal como referido anteriormente, o único cenário que apresenta um padrão de evolução da procura diferente relativamente ao Cenário de Referência é o Cenário 2B.

Nos casos dos serviços e da agricultura e pescas, os padrões de evolução da procura por fonte energética são análogos para os cinco cenários em análise, representados na Figura 42 (cf. Tabela 20) e na Figura 43 (cf. Tabela 21), respetivamente.

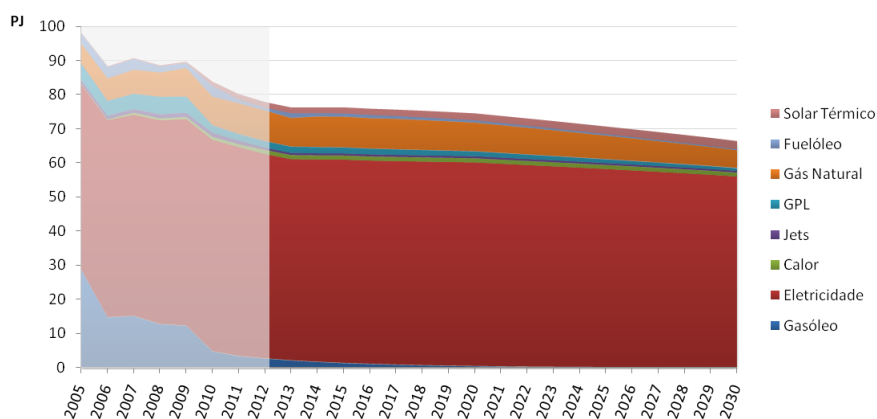


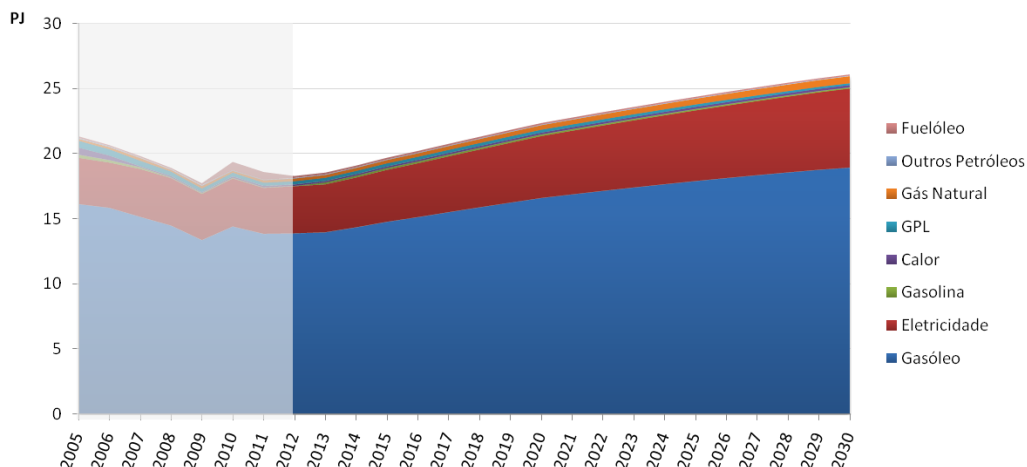
Figura 42 – Evolução da procura energética, por fonte energética, no sector dos serviços.

**Tabela 20 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector dos serviços.**

	Gasóleo	Electricidade	Calor	Jets	GPL	Gás Natural	Fuelóleo	Solar Térmico
2013	2,1	59,0	1,2	0,7	1,8	8,4	1,5	1,7
2014	1,7	59,3	1,2	0,7	1,8	8,9	1,0	1,7
2015	1,4	59,6	1,2	0,7	1,7	9,0	1,0	1,8
2016	1,1	59,6	1,2	0,7	1,7	8,9	1,0	1,8
2017	0,9	59,6	1,2	0,7	1,6	8,9	0,9	1,9
2018	0,7	59,7	1,2	0,7	1,5	8,7	0,9	1,9
2019	0,5	59,7	1,2	0,7	1,5	8,6	0,8	2,0
2020	0,4	59,7	1,2	0,7	1,4	8,4	0,8	2,0
2021	0,3	59,4	1,2	0,6	1,3	8,1	0,7	2,0
2022	0,3	59,1	1,2	0,6	1,3	7,8	0,7	2,1
2023	0,2	58,7	1,2	0,6	1,2	7,5	0,7	2,1
2024	0,2	58,4	1,2	0,6	1,2	7,2	0,6	2,2
2025	0,1	58,0	1,2	0,6	1,1	6,9	0,6	2,2
2026	0,1	57,7	1,2	0,6	1,0	6,5	0,5	2,2
2027	0,1	57,3	1,2	0,6	1,0	6,2	0,5	2,3
2028	0,1	56,9	1,2	0,6	0,9	5,9	0,5	2,3
2029	0,1	56,4	1,1	0,6	0,8	5,5	0,4	2,4
2030	0,0	55,9	1,1	0,6	0,8	5,2	0,4	2,4

**Tabela 21 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector da agricultura e pescas.**

	Gasóleo	Electricidade	Gasolina	Calor	GPL	Gás Natural	Fuelóleo
2013	13,9	3,7	0,1	0,1	0,3	0,2	0,1
2014	14,3	3,8	0,1	0,1	0,3	0,2	0,1
2015	14,8	4,0	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1
2016	15,1	4,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1
2017	15,5	4,3	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1
2018	15,9	4,4	0,1	0,1	0,2	0,3	0,1
2019	16,2	4,6	0,1	0,1	0,2	0,3	0,1
2020	16,6	4,8	0,1	0,1	0,2	0,4	0,1
2021	16,9	4,9	0,1	0,1	0,2	0,4	0,1
2022	17,1	5,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,1
2023	17,4	5,2	0,1	0,2	0,2	0,4	0,1
2024	17,6	5,3	0,1	0,2	0,2	0,4	0,1
2025	17,9	5,4	0,1	0,2	0,2	0,4	0,1
2026	18,1	5,6	0,1	0,2	0,2	0,5	0,1
2027	18,3	5,7	0,1	0,2	0,2	0,5	0,1
2028	18,6	5,8	0,1	0,2	0,2	0,5	0,1
2029	18,8	6,0	0,1	0,2	0,2	0,5	0,1
2030	18,9	6,1	0,1	0,2	0,1	0,5	0,1

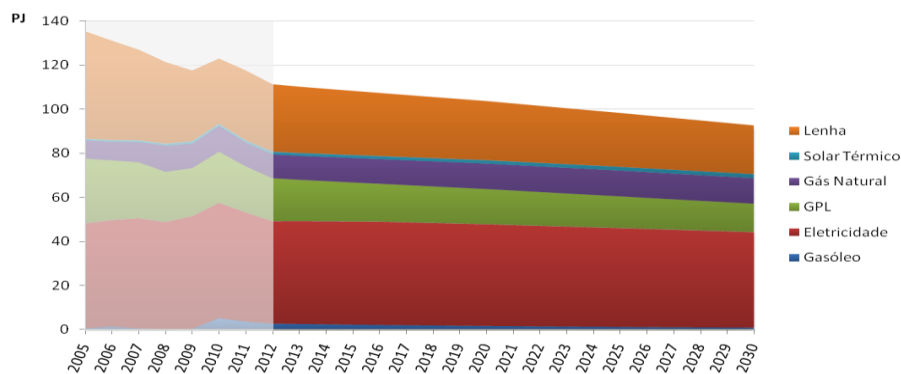


**Figura 43 – Evolução da procura energética, por fonte energética, no sector da agricultura e pescas.**

No sector residencial, no Cenário 2B verifica-se um aumento da procura de eletricidade e decréscimo do mesmo valor da procura de Gás Natural, cf. Tabela 22 e Figura 44, para o cenário de Referência, e Tabela 23 e Figura 45, para o Cenário 2B.

**Tabela 22 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector residencial, para o Cenário de Referência.**

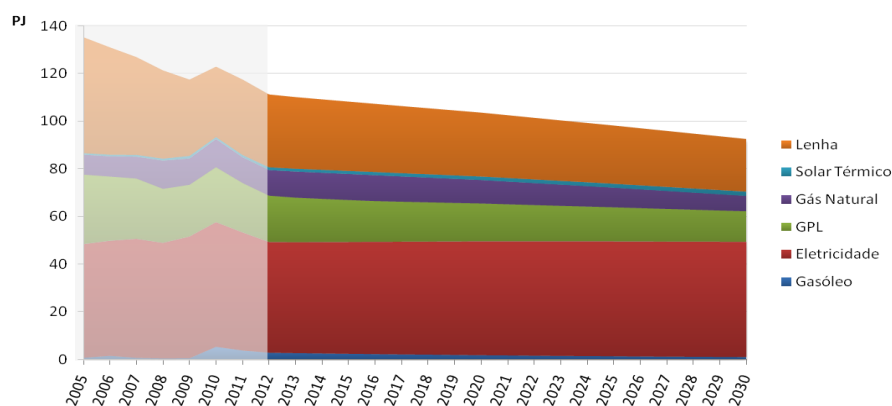
	Gasóleo	Eletricidade	GPL	Gás Natural	Solar Térmico	Lenha
2013	2,6	46,7	18,7	10,9	1,2	30,0
2014	2,4	46,7	18,2	11,0	1,3	29,5
2015	2,3	46,8	17,7	11,1	1,3	29,1
2016	2,1	46,9	17,2	11,2	1,3	28,6
2017	2,0	46,7	16,9	11,3	1,4	28,1
2018	1,9	46,5	16,6	11,4	1,4	27,7
2019	1,8	46,3	16,3	11,5	1,5	27,2
2020	1,7	46,2	15,9	11,6	1,5	26,8
2021	1,6	45,9	15,6	11,6	1,5	26,3
2022	1,5	45,6	15,3	11,6	1,6	25,8
2023	1,4	45,4	15,0	11,7	1,6	25,3
2024	1,3	45,1	14,7	11,7	1,6	24,9
2025	1,2	44,8	14,4	11,7	1,7	24,4
2026	1,2	44,6	14,1	11,7	1,7	23,9
2027	1,1	44,2	13,8	11,7	1,7	23,5
2028	1,0	43,9	13,5	11,6	1,8	23,0
2029	1,0	43,6	13,2	11,6	1,8	22,5
2030	0,9	43,3	12,9	11,6	1,8	22,1



**Figura 44 – Evolução da procura energética, por fonte energética, no sector residencial, para o Cenário de Referência.**

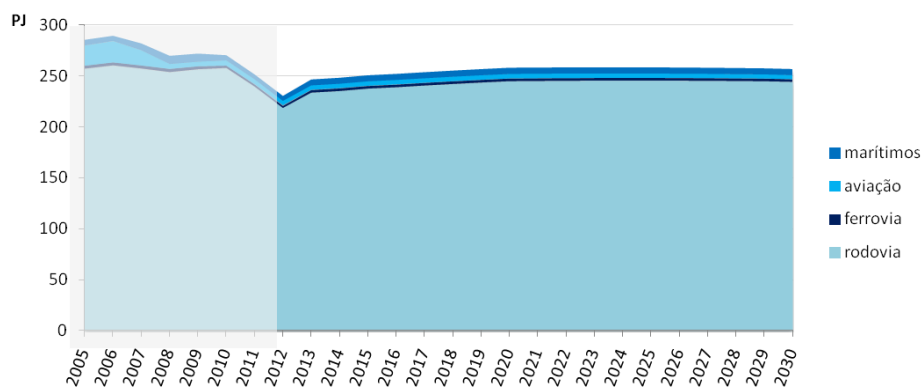
**Tabela 23 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector residencial, para o Cenário 2B.**

	Gasóleo	Eletricidade	GPL	Gás Natural	Solar Térmico	Lenha
<b>2013</b>	2,6	46,6	18,7	11,0	1,2	30,0
<b>2014</b>	2,4	46,7	18,2	11,0	1,3	29,5
<b>2015</b>	2,3	46,9	17,7	11,0	1,3	29,1
<b>2016</b>	2,1	47,1	17,2	11,0	1,3	28,6
<b>2017</b>	2,0	47,3	16,9	10,7	1,4	28,1
<b>2018</b>	1,9	47,4	16,6	10,5	1,4	27,7
<b>2019</b>	1,8	47,6	16,3	10,2	1,5	27,2
<b>2020</b>	1,7	47,8	15,9	9,9	1,5	26,8
<b>2021</b>	1,6	47,9	15,6	9,6	1,5	26,3
<b>2022</b>	1,5	48,0	15,3	9,3	1,6	25,8
<b>2023</b>	1,4	48,0	15,0	9,0	1,6	25,3
<b>2024</b>	1,3	48,1	14,7	8,7	1,6	24,9
<b>2025</b>	1,2	48,2	14,4	8,3	1,7	24,4
<b>2026</b>	1,2	48,2	14,1	8,0	1,7	23,9
<b>2027</b>	1,1	48,3	13,8	7,7	1,7	23,5
<b>2028</b>	1,0	48,3	13,5	7,3	1,8	23,0
<b>2029</b>	1,0	48,3	13,2	6,9	1,8	22,5
<b>2030</b>	0,9	48,3	12,9	6,6	1,8	22,1

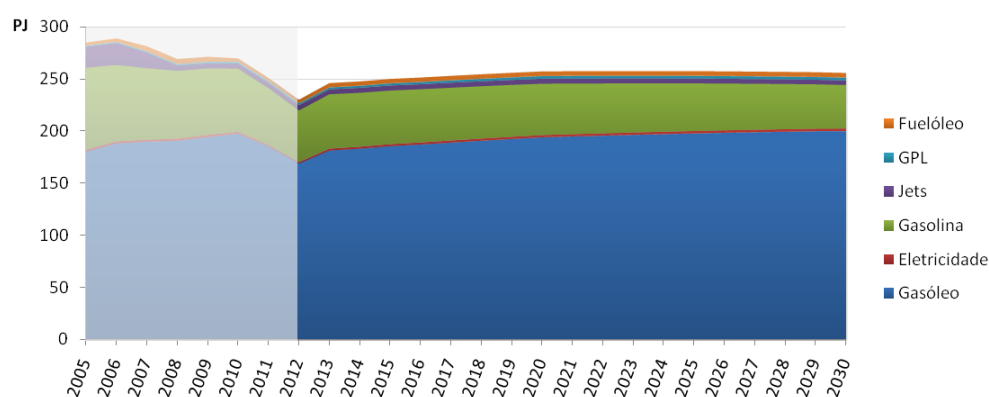


**Figura 45 – Evolução da procura energética, por fonte energética, no sector residencial, para o Cenário 2B.**

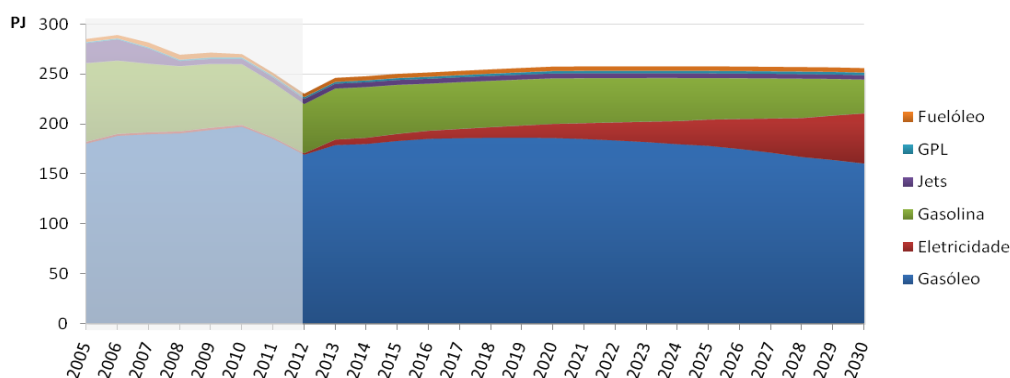
Estando o sector dos transportes dividido em subsectores que representam o tipo de transportes utilizado – aviação, ferrovia, rodovia ou transportes marítimos –, cada um desses tipos com um peso diferente na procura energética – Figura 46 –, a diferença da evolução da procura de energia neste sector do Cenário de Referência para o Cenário 2B está concentrada nos transportes rodoviários, em que se considerou uma fortíssima aposta na mobilidade elétrica, o que resulta no aumento da procura de eletricidade e diminuição da procura de gasóleo e gasolina. Assim as diferenças entre a Figura 47 (cf. Tabela 24) e a Figura 48 (cf. Tabela 25) devem-se só a essa alteração da procura de energia nos transportes rodoviários.



**Figura 46 – Evolução da procura energética no sector dos transportes.**



**Figura 47 – Evolução da procura energética, por fonte de energia, do sector dos transportes, para o Cenário de Referência.**



**Figura 48 – Evolução da procura energética, por fonte de energia, do sector dos transportes, para o Cenário 2B.**

**Tabela 24 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector dos transportes, para o Cenário de Referência.**

	<b>GPL</b>	<b>Gasolina</b>	<b>Gasóleo</b>	<b>Biocombustíveis</b>	<b>Gás Natural</b>	<b>Eletricidade</b>
<b>2013</b>	1,66	52,2	179	0,2	0,55	0,02
<b>2014</b>	1,76	51,9	181	0,21	0,56	0,05
<b>2015</b>	1,88	51,7	183	0,22	0,58	0,07
<b>2016</b>	1,98	51,2	185	0,24	0,6	0,1
<b>2017</b>	2,09	50,9	187	0,25	0,61	0,12
<b>2018</b>	2,2	50,5	188	0,26	0,63	0,15
<b>2019</b>	2,31	50	190	0,28	0,65	0,17
<b>2020</b>	2,42	49,6	192	0,29	0,66	0,2
<b>2021</b>	2,44	48,9	192	0,3	0,67	0,22
<b>2022</b>	2,45	48,2	193	0,32	0,69	0,25
<b>2023</b>	2,46	47,5	194	0,33	0,7	0,27
<b>2024</b>	2,48	46,7	195	0,34	0,71	0,29
<b>2025</b>	2,49	46	195	0,35	0,72	0,32
<b>2026</b>	2,5	45,3	196	0,37	0,74	0,34
<b>2027</b>	2,51	44,5	197	0,38	0,75	0,37
<b>2028</b>	2,52	43,7	197	0,39	0,76	0,39
<b>2029</b>	2,53	43	198	0,4	0,77	0,42
<b>2030</b>	2,54	42,1	198	0,41	0,78	0,44

**Tabela 25 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, no sector dos transportes, para o Cenário 2B.**

	<b>GPL</b>	<b>Gasolina</b>	<b>Gasóleo</b>	<b>Biocombustíveis</b>	<b>Gás Natural</b>	<b>Eletricidade</b>
<b>2013</b>	1,0	78,8	176,7	0,0	0,4	0,0
<b>2014</b>	1,0	73,4	185,2	0,0	0,4	0,0
<b>2015</b>	1,1	68,7	186,7	0,1	0,5	0,0
<b>2016</b>	1,2	65,3	186,5	0,2	0,5	0,0
<b>2017</b>	1,4	64,0	190,3	0,2	0,5	0,0
<b>2018</b>	1,3	60,7	194,9	0,2	0,5	0,0
<b>2019</b>	1,4	54,7	182,8	0,2	0,5	0,0
<b>2020</b>	1,5	49,6	167,1	0,2	0,5	0,0
<b>2021</b>	1,5	51,2	176,5	0,2	0,5	3,7
<b>2022</b>	1,6	50,8	177,6	0,2	0,6	4,4
<b>2023</b>	1,7	49,1	180,7	0,2	0,6	5,3
<b>2024</b>	1,8	47,1	182,8	0,2	0,6	6,2
<b>2025</b>	2,0	46,8	183,5	0,3	0,6	7,4
<b>2026</b>	2,1	46,4	183,9	0,3	0,6	8,7
<b>2027</b>	2,2	46,0	184,0	0,3	0,6	10,3
<b>2028</b>	2,3	45,6	183,7	0,3	0,7	12,2
<b>2029</b>	2,3	45,0	182,7	0,3	0,7	14,1
<b>2030</b>	2,3	44,3	181,3	0,3	0,7	16,2

Por último, no sector da indústria, também dividido em subsectores – indústria extrativa, indústria transformadora e construção e obras públicas – como apresentado na Figura 49, as diferenças da procura de energia entre o Cenário de Referência e o Cenário 2B estão concentradas no subsector da indústria transformadora, Figura 50 (cf. Tabela 26) e Figura 51 (cf. Tabela 27) respetivamente, em que mais uma vez a procura de eletricidade aumenta em detrimento da procura de Gás Natural.

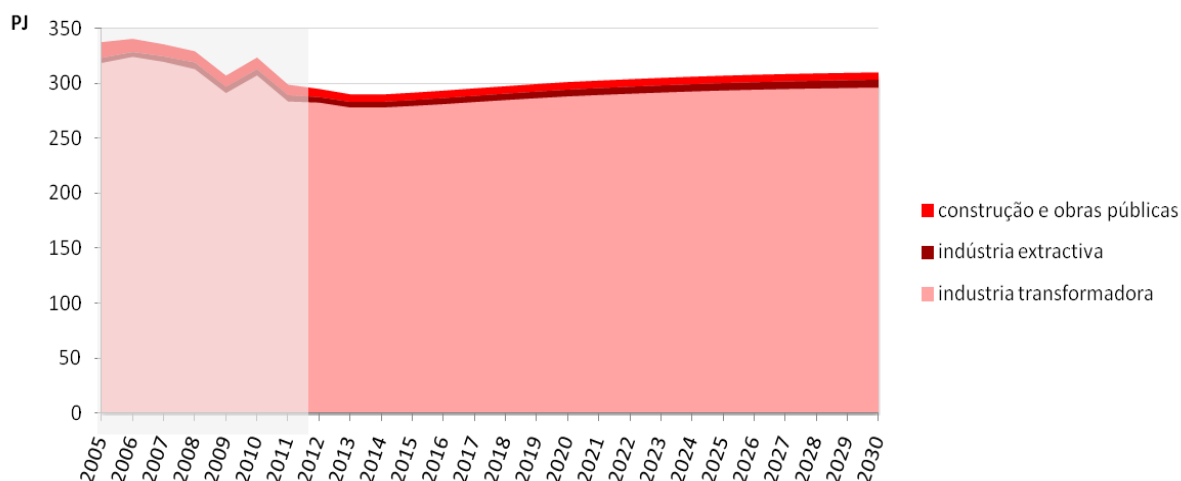


Figura 49 – Evolução da procura energética no sector da indústria.

Tabela 26 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, associada à indústria transformadora, para o Cenário de Referência.

	Coque de petróleo	Resíduos Vegetais	Resíduos Industriais	Gasóleo	Fuelóleo	Gás Natural	GPL	Calor	Eletricidade	Outras Renováveis	Nafta
2013	12,2	6,9	6,1	3,0	3,3	40,9	2,6	51,7	50,7	4,4	94,8
2014	11,6	7,2	6,1	2,8	3,2	40,8	2,4	51,8	51,0	4,6	94,8
2015	11,1	7,7	6,2	2,7	3,0	40,9	2,3	52,4	51,8	4,8	94,8
2016	10,6	8,1	6,3	2,6	2,9	41,1	2,2	53,1	52,6	5,1	94,8
2017	10,2	8,6	6,4	2,5	2,8	41,1	2,1	53,8	53,5	5,3	94,8
2018	9,8	9,1	6,5	2,4	2,7	41,2	2,0	54,5	54,4	5,6	94,8
2019	9,4	9,7	6,6	2,3	2,6	41,1	1,9	55,2	55,3	5,8	94,8
2020	9,0	10,2	6,7	2,2	2,4	40,9	1,7	55,9	56,1	6,0	94,8
2021	8,6	10,8	6,8	2,1	2,3	40,6	1,6	56,4	56,9	6,3	94,8
2022	8,2	11,4	6,9	2,0	2,2	40,2	1,5	56,9	57,6	6,5	94,8
2023	7,8	12,1	7,0	1,9	2,1	39,7	1,4	57,5	58,3	6,7	94,8
2024	7,5	12,7	7,0	1,8	2,0	39,1	1,2	57,9	59,0	7,0	94,8
2025	7,1	13,4	7,1	1,8	1,9	38,5	1,1	58,4	59,7	7,2	94,8
2026	6,8	14,2	7,2	1,7	1,9	37,7	1,0	58,8	60,3	7,4	94,8
2027	6,5	14,9	7,2	1,6	1,8	36,9	0,8	59,2	60,9	7,6	94,8
2028	6,2	15,7	7,3	1,5	1,7	36,0	0,7	59,5	61,4	7,9	94,8
2029	5,9	16,5	7,3	1,4	1,6	35,0	0,5	59,9	62,0	8,1	94,8
2030	5,6	17,4	7,4	1,4	1,5	33,9	0,4	60,2	62,5	8,3	94,8

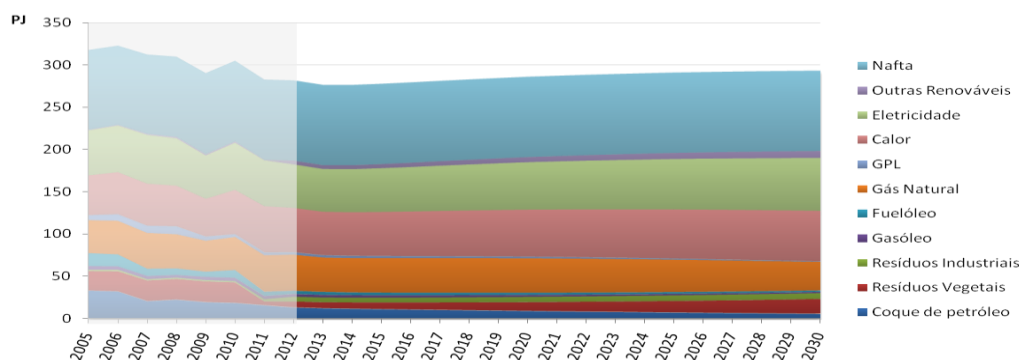


Figura 50 – Evolução da procura energética associada à indústria transformadora, para o Cenário de Referência.

Tabela 27 – Evolução da procura energética, em PJ, por fonte energética, associada à indústria transformadora, para o Cenário 2B.

	Coque de petróleo	Resíduos Vegetais	Resíduos Industriais	Gasóleo	Fuelóleo	Gás Natural	GPL	Calor	Eletricidade	Outras Renováveis	Nafta
2013	12,2	6,9	6,1	3,0	3,3	40,2	2,6	51,7	51,3	4,4	94,8
2014	11,6	7,2	6,1	2,8	3,2	39,5	2,4	51,8	52,3	4,6	94,8
2015	11,1	7,7	6,2	2,7	3,0	38,9	2,3	52,4	53,8	4,8	94,8
2016	10,6	8,1	6,3	2,6	2,9	38,3	2,2	53,1	55,3	5,1	94,8
2017	10,2	8,6	6,4	2,5	2,8	37,7	2,1	53,8	57,0	5,3	94,8
2018	9,8	9,1	6,5	2,4	2,7	36,9	2,0	54,5	58,7	5,6	94,8
2019	9,4	9,7	6,6	2,3	2,6	35,9	1,9	55,2	60,4	5,8	94,8
2020	9,0	10,2	6,7	2,2	2,4	34,9	1,7	55,9	62,2	6,0	94,8
2021	8,6	10,8	6,8	2,1	2,3	33,7	1,6	56,4	63,8	6,3	94,8
2022	8,2	11,4	6,9	2,0	2,2	32,4	1,5	56,9	65,5	6,5	94,8
2023	7,8	12,1	7,0	1,9	2,1	30,9	1,4	57,5	67,1	6,7	94,8
2024	7,5	12,7	7,0	1,8	2,0	29,3	1,2	57,9	68,8	7,0	94,8
2025	7,1	13,4	7,1	1,8	1,9	27,7	1,1	58,4	70,5	7,2	94,8
2026	6,8	14,2	7,2	1,7	1,9	25,8	1,0	58,8	72,2	7,4	94,8
2027	6,5	14,9	7,2	1,6	1,8	23,9	0,8	59,2	73,8	7,6	94,8
2028	6,2	15,7	7,3	1,5	1,7	21,9	0,7	59,5	75,5	7,9	94,8
2029	5,9	16,5	7,3	1,4	1,6	19,7	0,5	59,9	77,2	8,1	94,8
2030	5,6	17,4	7,4	1,4	1,5	17,5	0,4	60,2	78,9	8,3	94,8

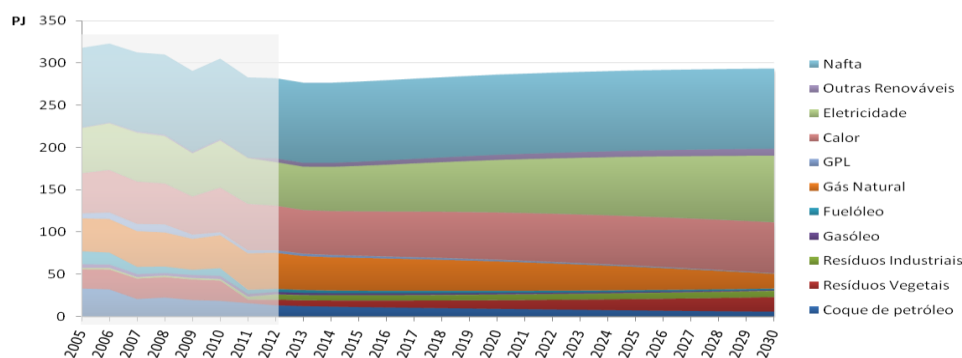


Figura 51 – Evolução da procura energética associada à indústria transformadora, para o Cenário 2B.



#### 4.1.2 Oferta de energia

Do lado da oferta de energia, os resultados relativos à produção de eletricidade, quer por tipo de centro eletroprodutor, quer por tipo de fonte energética, foram os que apresentaram maior disparidade entre cenários, obtendo para cada caso diferentes valores para a penetração de energias renováveis no total de eletricidade produzida.

Também se teve em atenção o comportamento dos cenários referente à cogeração, à evolução do volume de importações e exportações de eletricidade, à transformação de energia nas refinarias e ao armazenamento de energia nas albufeiras das centrais hídricas, com recurso a bombagem.

##### 4.1.2.1 Cenário de Referência

O Cenário de Referência apresenta para a produção de eletricidade o padrão de evolução de produção de energia elétrica em centrais de cogeração da Figura 52 (cf. Tabela 28), que é comum a todos os cenários, e em centrais dedicadas por fonte de energia e por centro eletroprodutor da Figura 53 (cf. Tabela 30) e da Figura 54 (cf. Tabela 29), respetivamente. As tendências para o período em análise não apresentam oscilações bruscas de ano para ano na produção de eletricidade por centro eletroprodutor ou por fonte de energia, uma vez que a modelação não inclui a variabilidade interanual das FER, em particular dos recursos hídrico, eólico e solar.

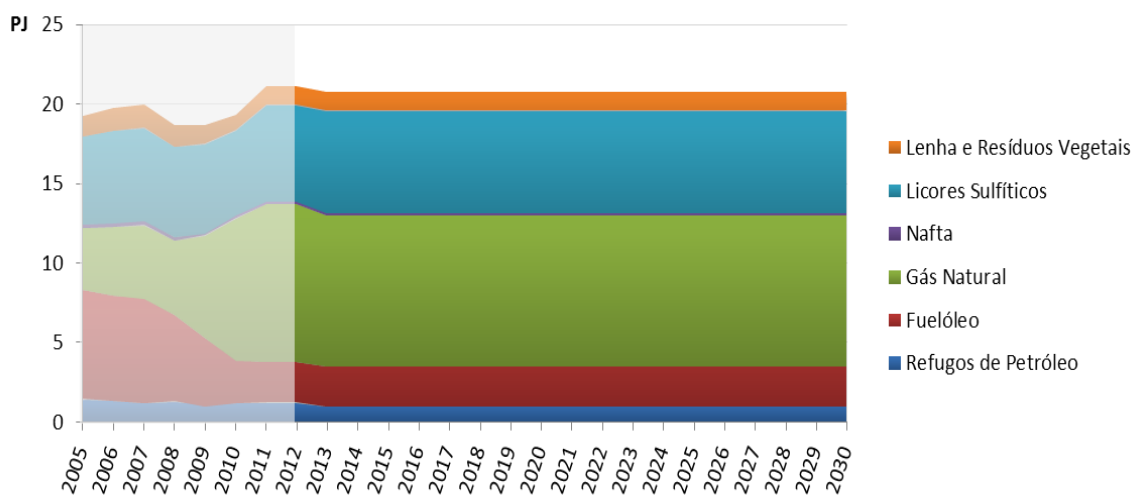


Figura 52 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, em centrais de cogeração.

**Tabela 28 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte energética, em centrais de cogeração em centrais de cogeração.**

	Refugos de Petróleo	Fuelóleo	Gás Natural	Nafta	Licores Sulfíticos	Lenha e Resíduos Vegetais
2013	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2014	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2015	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2016	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2017	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2018	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2019	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2020	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2021	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2022	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2023	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2024	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2025	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2026	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2027	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2028	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2029	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2
2030	1,0	2,5	9,5	0,2	6,4	1,2

**Tabela 29 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário de Referência.**

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Hídrica	Eólica	Solar	Outras FER <sup>(1)</sup>
2013	5,1	27,3	3,3	4,0	62,1	38,6	2,5	22,3
2014	4,2	26,7	3,3	4,0	63,1	39,5	3,0	22,3
2015	1,1	24,2	3,3	4,0	68,6	40,2	3,2	22,3
2016	0,4	23,2	3,3	4,0	70,1	41,0	3,6	22,3
2017	0,4	23,1	3,3	4,0	70,0	41,8	4,0	22,3
2018	0,0	20,0	3,3	4,0	73,1	42,6	4,3	22,3
2019	0,0	19,9	3,3	4,0	72,9	43,4	4,7	22,3
2020	0,0	19,9	3,3	4,0	72,9	43,9	5,1	22,3
2021	0,0	20,0	3,3	4,0	73,1	43,9	5,1	22,3
2022	0,0	20,1	3,3	4,0	73,3	43,9	5,1	22,3
2023	0,0	20,1	3,3	4,0	73,4	43,9	5,1	22,3
2024	0,0	20,2	3,3	4,0	73,6	43,9	5,1	22,3
2025	0,0	20,2	3,3	4,0	73,7	43,9	5,1	22,3
2026	0,0	20,2	3,3	4,0	73,8	43,9	5,1	22,3
2027	0,0	20,2	3,3	4,0	73,8	43,9	5,1	22,3
2028	0,0	20,2	3,3	4,0	73,8	43,9	5,1	22,3
2029	0,0	20,2	3,3	4,0	73,8	43,9	5,1	22,3
2030	0,0	20,2	3,3	4,0	73,7	43,9	5,1	22,3

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade a partir das seguintes FER, cuja produção é igual para todo o período em análise: biogás (2,2 PJ/ano), geotermia (0,7 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano) e lenha (10,9 PJ/ano).

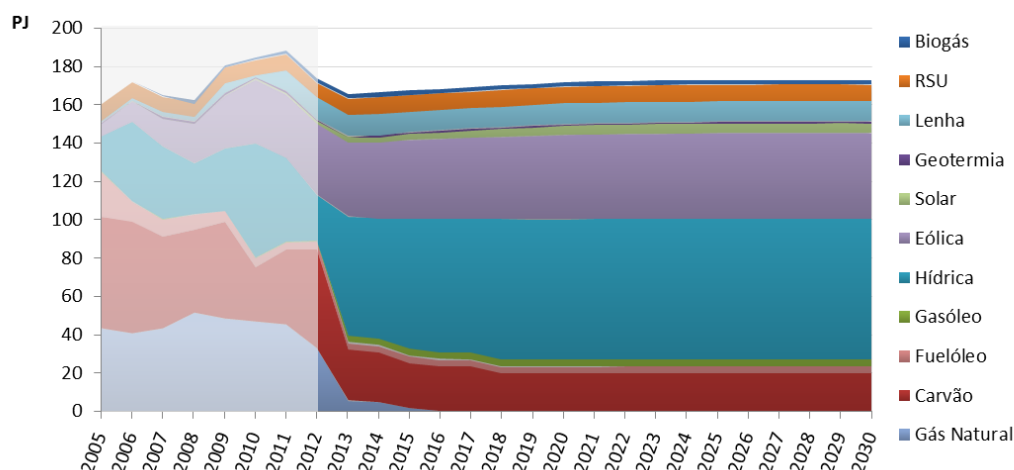


Figura 53 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário de Referência.

Tabela 30 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário de Referência.

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Grande Hídrica	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Solar Fotovoltaico	CSP	Outras Renováveis <sup>(1)</sup>
2013	5,1	27,3	3,3	4,0	57,4	38,6	0,0	2,0	0,0	27,7
2014	4,2	26,7	3,3	4,0	58,5	39,4	0,0	2,4	0,1	27,7
2015	1,1	24,2	3,3	4,0	64,0	40,2	0,0	2,6	0,1	27,7
2016	0,4	23,2	3,3	4,0	65,5	40,8	0,2	3,0	0,1	27,7
2017	0,4	23,1	3,3	4,0	65,3	41,6	0,2	3,4	0,1	27,7
2018	0,0	20,0	3,3	4,0	68,4	42,4	0,2	3,7	0,1	27,7
2019	0,0	19,9	3,3	4,0	68,2	43,2	0,2	4,1	0,1	27,7
2020	0,0	19,9	3,3	4,0	68,2	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2021	0,0	20,0	3,3	4,0	68,4	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2022	0,0	20,1	3,3	4,0	68,6	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2023	0,0	20,1	3,3	4,0	68,8	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2024	0,0	20,2	3,3	4,0	69,0	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2025	0,0	20,2	3,3	4,0	69,1	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2026	0,0	20,2	3,3	4,0	69,1	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2027	0,0	20,2	3,3	4,0	69,2	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2028	0,0	20,2	3,3	4,0	69,2	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2029	0,0	20,2	3,3	4,0	69,2	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2030	0,0	20,2	3,3	4,0	69,1	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade por parte das seguintes centrais, cuja produção é igual para todo o período em análise: geotérmicas (0,7 PJ/ano), biogás (2,2 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano), lenha (10,9 PJ/ano), PCH (4,6 PJ/ano), resíduos industriais (0,3 PJ/ano), miniprodução eólica (0 PJ/ano), microprodução fotovoltaica (0,4 PJ/ano) e miniprodução fotovoltaica (0,1 PJ/ano).

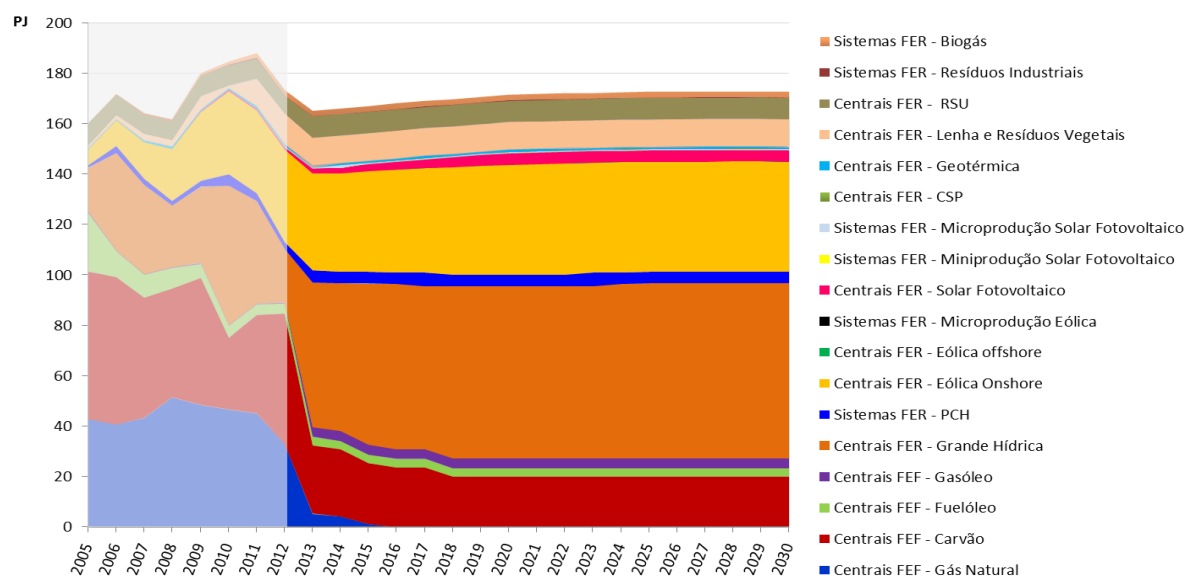


Figura 54 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário de Referência.

#### 4.1.2.2 Cenário 1

No Cenário 1, que é dominado pelo crescimento do peso da potência com base em FER no SEN, a evolução da produção de eletricidade por centro eletroprodutor toma a forma da Figura 55 (cf. Tabela 31): a produção de energia elétrica em sistemas e centrais com base em FER aumenta constantemente, e a simulação indica que isso leva a que, nos primeiros cinco anos da simulação, as centrais termoeletricas a gás natural e, posteriormente, das centrais termoeletricas a carvão deixem de produzir eletricidade (a produção por centrais termoeletricas a fuelóleo e a gasóleo que aparecem do diagrama é referente às centrais das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores). É de referir que apesar das centrais termoeletricas a gás natural e a carvão deixarem de contribuir para satisfazer as necessidades de eletricidade, as mesmas permanecem disponíveis, prontas a entrar ao serviço, oferecendo assim garantia de potência. Do diagrama de produção de eletricidade por fonte de energia – Figura 56 (cf. Tabela 32) – retiram-se as mesmas conclusões: aumento da produção com base nas fontes eólica e solar, redução muito grande da produção elétrica com base em combustíveis fósseis. É de referir que devido ao facto de as grandes centrais hídricas não terem classificação 1 na ordem de mérito, a sua contribuição para a produção de eletricidade começa a decair no final do período em análise, devido ao crescente aumento de capacidade das outras FER.

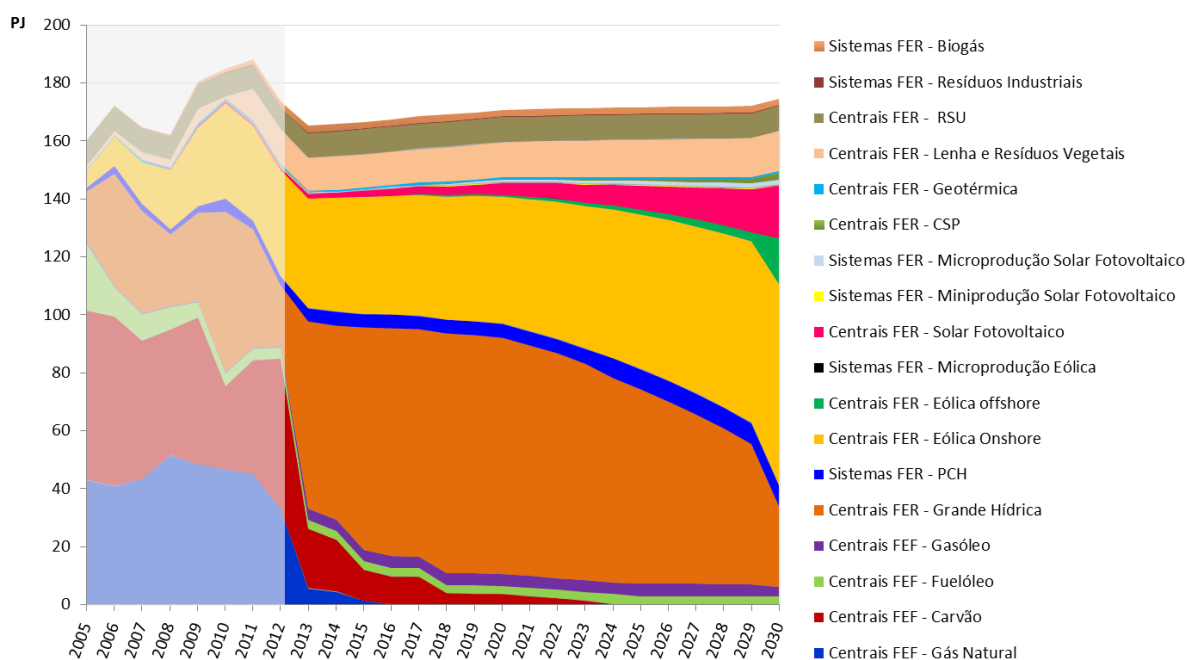


Figura 55 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário 1.

Tabela 31 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário 1.

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Grande Hídrica	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Solar Fotovoltaico	CSP	Outras Renováveis <sup>(1)</sup>
2013	5,4	20,5	3,3	4,0	64,3	38,1	0,1	1,5	0,0	27,9
2014	4,3	17,8	3,3	4,0	66,9	39,4	0,2	1,7	0,0	28,1
2015	1,1	10,6	3,3	4,0	76,5	40,2	0,4	2,0	0,0	28,3
2016	0,4	9,0	3,3	4,0	78,5	40,8	0,4	2,3	0,1	28,5
2017	0,4	8,9	3,3	4,0	78,3	41,6	0,4	2,6	0,1	28,6
2018	0,0	3,6	3,3	4,0	82,6	42,4	0,8	3,1	0,3	28,8
2019	0,0	3,5	3,3	4,0	82,2	43,2	0,8	3,5	0,3	29,0
2020	0,0	3,2	3,3	4,0	81,6	43,7	1,0	4,1	0,4	29,3
2021	0,0	2,6	3,3	4,0	79,5	45,4	1,2	4,7	0,4	29,7
2022	0,0	1,9	3,3	4,0	77,4	47,2	1,4	5,4	0,4	30,0
2023	0,0	1,1	3,3	4,0	74,8	49,1	1,6	6,3	0,8	30,2
2024	0,0	0,5	3,3	4,0	70,2	51,1	1,8	7,2	0,8	32,4
2025	0,0	0,2	3,2	4,0	66,9	53,2	2,1	8,4	0,9	32,7
2026	0,0	0,0	3,2	4,0	62,9	55,3	2,4	9,7	1,0	33,0
2027	0,0	0,0	3,2	4,0	58,3	57,6	2,7	11,2	1,1	33,5
2028	0,0	0,0	3,2	4,0	53,6	59,9	3,1	12,9	1,3	33,8
2029	0,0	0,0	3,2	3,9	48,2	62,3	3,6	14,9	1,4	34,3
2030	0,0	0,0	2,7	3,4	27,9	69,2	15,8	18,3	2,4	34,8

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade por parte das seguintes centrais, cuja produção é igual para todo o período em análise: geotérmicas (0,7 PJ/ano), biogás (2,2 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano), PCH (4,6 PJ/ano), resíduos industriais (0,3 PJ/ano), miniprodução eólica (0 PJ/ano), microprodução fotovoltaica (0,4 PJ/ano) e miniprodução fotovoltaica (0,1 PJ/ano), com exceção das centrais a lenha que cobrem o resto da produção.

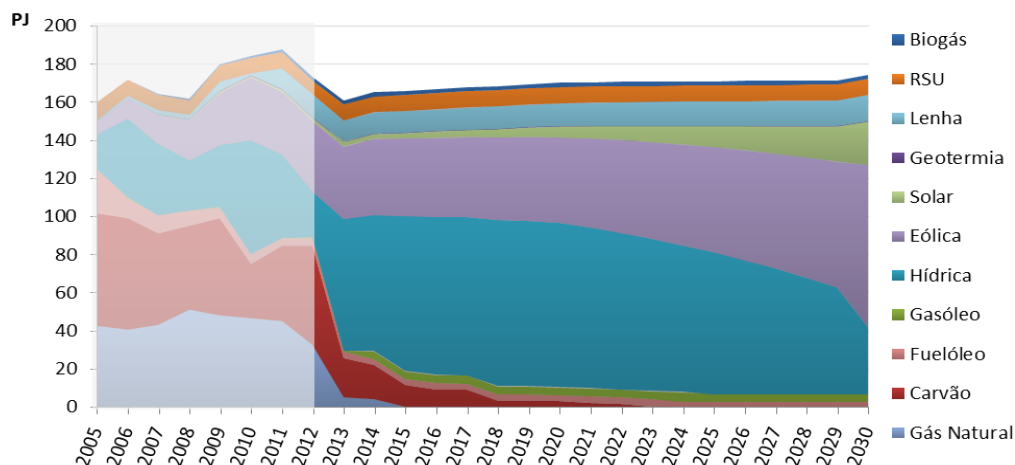


Figura 56 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário 1.

Tabela 32 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário 1.

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Hídrica	Eólica	Solar	Outras FER <sup>(1)</sup>
2013	5,4	20,5	3,3	4,0	68,9	38,1	2,0	22,5
2014	4,3	17,8	3,3	4,0	71,5	39,6	2,3	22,6
2015	1,1	10,6	3,3	4,0	81,1	40,6	2,6	22,7
2016	0,4	9,0	3,3	4,0	83,2	41,2	3,0	22,9
2017	0,4	8,9	3,3	4,0	83,0	42,0	3,5	23,0
2018	0,0	3,6	3,3	4,0	87,2	43,2	4,1	23,1
2019	0,0	3,5	3,3	4,0	86,8	44,0	4,6	23,3
2020	0,0	3,2	3,3	4,0	86,2	44,7	5,4	23,4
2021	0,0	2,6	3,3	4,0	84,4	46,6	6,1	23,6
2022	0,0	1,9	3,3	4,0	82,2	48,6	6,9	23,7
2023	0,0	1,1	3,3	4,0	79,7	50,7	8,2	23,9
2024	0,0	0,5	3,3	4,0	77,1	52,9	9,3	24,0
2025	0,0	0,2	3,2	4,0	73,7	55,2	10,6	24,2
2026	0,0	0,0	3,2	4,0	69,7	57,7	12,2	24,3
2027	0,0	0,0	3,2	4,0	65,4	60,3	14,0	24,5
2028	0,0	0,0	3,2	4,0	60,7	63,0	16,0	24,6
2029	0,0	0,0	3,2	4,0	55,5	66,0	18,3	24,8
2030	0,0	0,0	2,7	4,0	35,2	85,0	22,8	25,1

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade a partir das seguintes FER, cuja produção é igual para todo o período em análise: biogás (2,2 PJ/ano), geotermia (0,7 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano), com exceção da lenha que cobre o resto da produção.

#### 4.1.2.3 Cenário 2A

As diferenças entre os resultados para a produção de eletricidade do Cenário de Referência e do Cenário 2A são mínimas. O facto da implementação do PNBEPH ter como horizonte 2030 no Cenário 2A, quando no Cenário de Referência era 2020, faz com que a diferença entre os diagramas de produção de eletricidade por fonte de energia (cf. Figura 53, para o Cenário de Referência, e Figura 57, para o Cenário 2B) ou por centro eletroprodutor (cf. Figura 54, para o Cenário de Referência, e

Figura 58, para o Cenário 2B) dos dois cenários seja pouco perceptível no diagrama de produção de eletricidade. É necessário comparar os dados numéricos entre a Tabela 28 e a Tabela 33, para a produção de eletricidade por fonte de energia, e entre a Tabela 29 e a Tabela 34, para a produção de eletricidade por centro eletroprodutor, para perceber as diferenças entre os dois cenários.

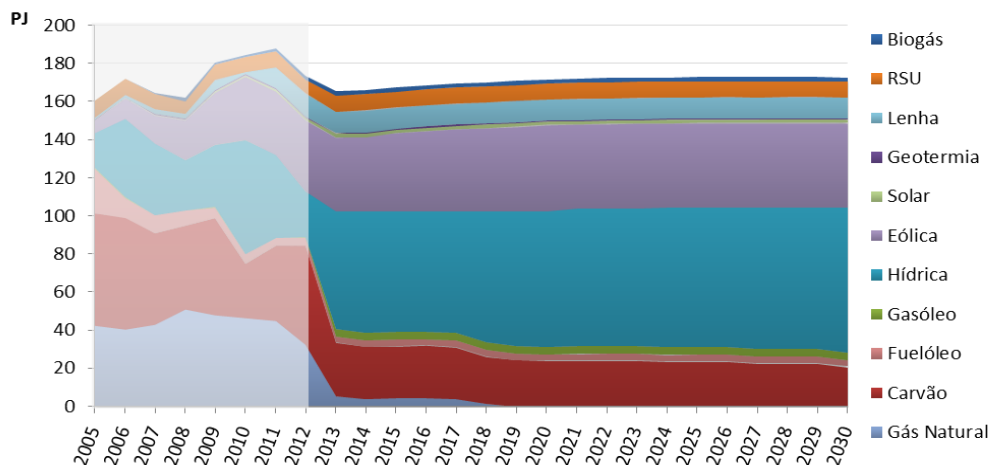


Figura 57 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário 2A.

Tabela 33 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário 2A.

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Hídrica	Eólica	Solar	Outras FER <sup>(1)</sup>
2013	5,8	27,7	3,3	4,0	63,1	37,3	1,8	22,3
2014	4,6	26,9	3,3	4,0	63,7	39,5	1,8	22,3
2015	4,8	27,0	3,3	4,0	63,9	40,2	1,8	22,3
2016	5,0	27,0	3,3	4,0	64,1	41,0	1,8	22,3
2017	4,5	26,7	3,3	4,0	65,0	41,8	1,8	22,3
2018	1,7	24,6	3,3	4,0	69,8	42,6	1,8	22,3
2019	0,8	23,7	3,3	4,0	71,5	43,4	1,8	22,3
2020	0,7	23,4	3,3	4,0	72,3	43,9	1,8	22,3
2021	0,7	23,5	3,3	4,0	72,5	43,9	1,8	22,3
2022	0,8	23,5	3,3	4,0	72,6	43,9	1,8	22,3
2023	0,8	23,6	3,3	4,0	72,8	43,9	1,8	22,3
2024	0,5	23,2	3,3	4,0	73,6	43,9	1,8	22,3
2025	0,6	23,2	3,3	4,0	73,7	43,9	1,8	22,3
2026	0,6	23,2	3,3	4,0	73,7	43,9	1,8	22,3
2027	0,3	22,6	3,3	4,0	74,6	43,9	1,8	22,3
2028	0,3	22,6	3,3	4,0	74,6	43,9	1,8	22,3
2029	0,3	22,7	3,3	4,0	74,6	43,9	1,8	22,3
2030	0,0	21,0	3,3	4,0	76,3	43,9	1,8	22,3

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade a partir das seguintes FER, cuja produção é igual para todo o período em análise: biogás (2,2 PJ/ano), geotermia (0,7 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano) e lenha (10,9 PJ/ano).

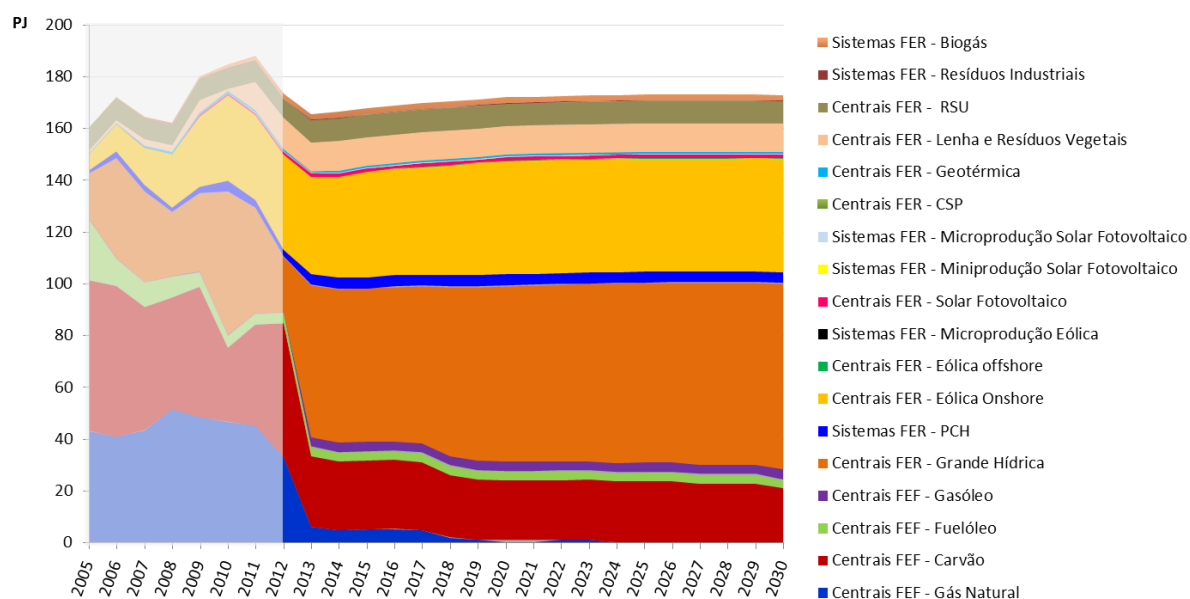


Figura 58 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário 2A.

Tabela 34 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário 2A.

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Grande Hídrica	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Solar Fotovoltaico	CSP	Outras Renováveis <sup>(1)</sup>
2013	5,8	27,7	3,3	4,0	58,4	37,3	0,0	1,3	0,0	27,7
2014	4,6	26,9	3,3	4,0	59,0	39,4	0,0	1,3	0,0	27,7
2015	4,8	27,0	3,3	4,0	59,3	40,2	0,0	1,3	0,0	27,7
2016	5,0	27,0	3,3	4,0	59,4	40,8	0,2	1,3	0,0	27,7
2017	4,5	26,7	3,3	4,0	60,4	41,6	0,2	1,3	0,0	27,7
2018	1,7	24,6	3,3	4,0	65,2	42,4	0,2	1,3	0,0	27,7
2019	0,8	23,7	3,3	4,0	66,9	43,2	0,2	1,3	0,0	27,7
2020	0,7	23,4	3,3	4,0	67,6	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2021	0,7	23,5	3,3	4,0	67,8	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2022	0,8	23,5	3,3	4,0	68,0	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2023	0,8	23,6	3,3	4,0	68,1	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2024	0,5	23,2	3,3	4,0	68,9	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2025	0,6	23,2	3,3	4,0	69,0	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2026	0,6	23,2	3,3	4,0	69,1	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2027	0,3	22,6	3,3	4,0	69,9	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2028	0,3	22,6	3,3	4,0	70,0	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2029	0,3	22,7	3,3	4,0	70,0	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7
2030	0,0	21,0	3,3	4,0	71,7	43,7	0,2	1,3	0,0	27,7

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade por parte das seguintes centrais, cuja produção é igual para todo o período em análise: geotérmicas (0,7 PJ/ano), biogás (2,2 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano), lenha (10,9 PJ/ano), PCH (4,6 PJ/ano), resíduos industriais (0,3 PJ/ano), miniprodução eólica (0 PJ/ano), microprodução fotovoltaica (0,4 PJ/ano) e miniprodução fotovoltaica (0,1 PJ/ano).

#### 4.1.2.4 Cenário 2B

Ao grande crescimento da procura de eletricidade no Cenário 2B corresponde um grande aumento da produção de eletricidade, face ao Cenário de Referência. Apesar de este cenário ser favorável ao desenvolvimento da produção de energia elétrica com base em FER, a capacidade atual instalada em



centrais termoelétricas a gás natural e o aumento de potência instalada com base em FER, adotado no Cenário de Referência, permite dar resposta a essas necessidades acrescidas de eletricidade. O que significa que o SEN, se evoluir de acordo com o Cenário de Referência, tem capacidade de suportar um aumento da procura de eletricidade. Posto isto, o padrão de evolução da produção de eletricidade para o Cenário 2B vai de encontro ao diagrama da Figura 59 (cf. Tabela 35), por fonte de energia, e da Figura 60 (cf. Tabela 36), por centro eletroprodutor.

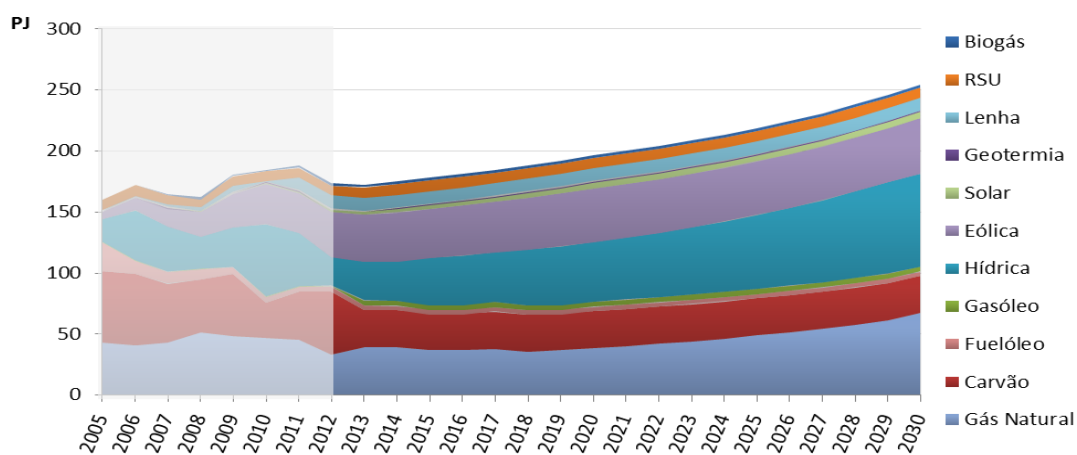


Figura 59 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário 2B.

Tabela 35 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário 2B.

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Hídrica	Eólica	Solar	Outras FER <sup>(1)</sup>
2013	39,0	30,5	3,3	4,0	32,2	38,6	2,5	22,3
2014	39,0	30,5	3,3	4,0	33,4	39,5	3,0	22,3
2015	36,7	30,5	3,3	4,0	37,6	40,2	3,2	22,3
2016	36,5	30,5	3,3	4,0	39,7	41,0	3,6	22,3
2017	37,7	30,5	3,3	4,0	40,9	41,8	4,0	22,3
2018	35,2	30,5	3,3	4,0	45,7	42,6	4,3	22,3
2019	36,6	30,5	3,3	4,0	47,2	43,4	4,7	22,3
2020	38,2	30,5	3,3	4,0	49,1	43,9	5,1	22,3
2021	39,9	30,5	3,3	4,0	51,1	43,9	5,1	22,3
2022	41,8	30,5	3,3	4,0	53,3	43,9	5,1	22,3
2023	43,8	30,5	3,3	4,0	55,6	43,9	5,1	22,3
2024	46,1	30,5	3,3	4,0	58,2	43,9	5,1	22,3
2025	48,5	30,5	3,3	4,0	61,1	43,9	5,1	22,3
2026	51,2	30,5	3,3	4,0	64,2	43,9	5,1	22,3
2027	54,2	30,5	3,3	4,0	67,6	43,9	5,1	22,3
2028	57,5	30,5	3,3	4,0	71,4	43,9	5,1	22,3
2029	61,1	30,5	3,3	4,0	75,7	43,9	5,1	22,3
2030	66,9	30,5	3,3	4,0	76,6	45,4	5,1	22,3

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade a partir das seguintes FER, cuja produção é igual para todo o período em análise: biogás (2,2 PJ/ano), geotermia (0,7 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano) e lenha (10,9 PJ/ano).

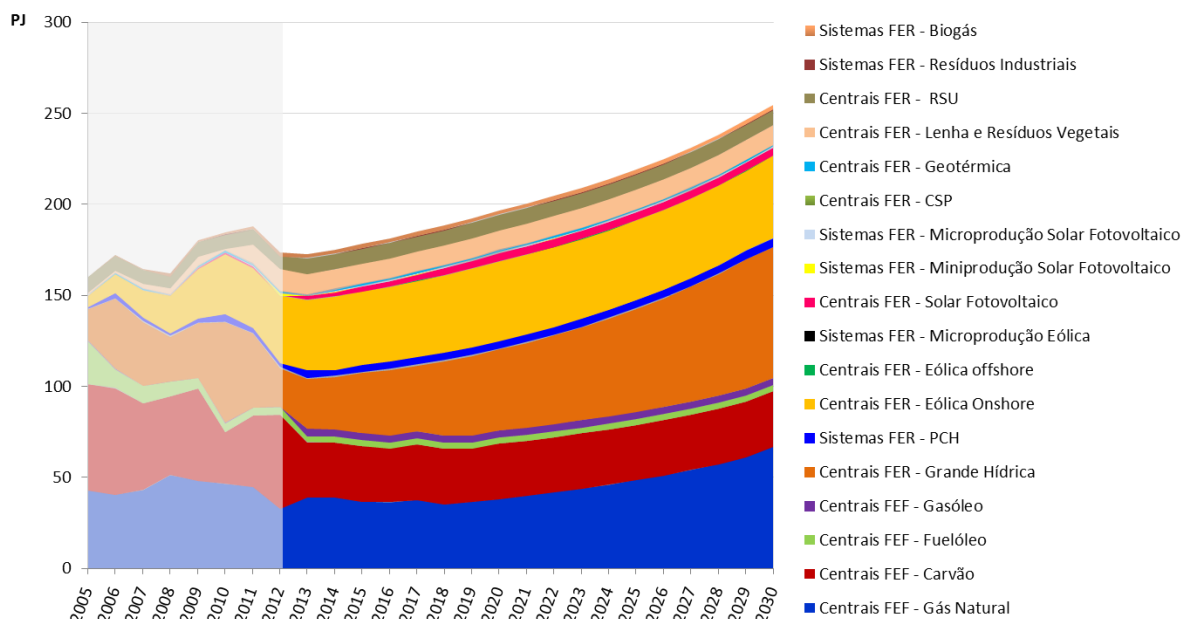


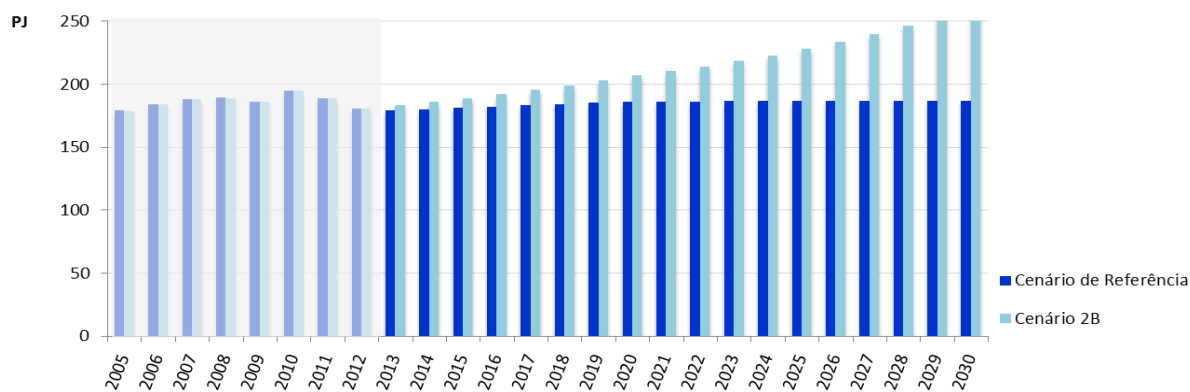
Figura 60 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário 2B.

Tabela 36 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário 2B.

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Grande Hídrica	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Solar Fotovoltaico	CSP	Outras Renováveis <sup>(1)</sup>
2013	39,0	30,5	3,3	4,0	27,5	38,6	0,0	2,0	0,0	27,7
2014	39,0	30,5	3,3	4,0	28,7	39,4	0,0	2,4	0,1	27,7
2015	36,7	30,5	3,3	4,0	33,0	40,2	0,0	2,6	0,1	27,7
2016	36,5	30,5	3,3	4,0	35,1	40,8	0,2	3,0	0,1	27,7
2017	37,7	30,5	3,3	4,0	36,2	41,6	0,2	3,4	0,1	27,7
2018	35,2	30,5	3,3	4,0	41,0	42,4	0,2	3,7	0,1	27,7
2019	36,6	30,5	3,3	4,0	42,6	43,2	0,2	4,1	0,1	27,7
2020	38,2	30,5	3,3	4,0	44,4	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2021	39,9	30,5	3,3	4,0	46,5	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2022	41,8	30,5	3,3	4,0	48,6	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2023	43,8	30,5	3,3	4,0	51,0	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2024	46,1	30,5	3,3	4,0	53,6	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2025	48,5	30,5	3,3	4,0	56,5	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2026	51,2	30,5	3,3	4,0	59,5	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2027	54,2	30,5	3,3	4,0	63,0	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2028	57,5	30,5	3,3	4,0	66,8	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2029	61,1	30,5	3,3	4,0	71,1	43,7	0,2	4,4	0,2	27,7
2030	66,9	30,5	3,3	4,0	71,9	45,2	0,2	4,4	0,2	27,7

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade por parte das seguintes centrais, cuja produção é igual para todo o período em análise: geotérmicas (0,7 PJ/ano), biogás (2,2 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano), lenha (10,9 PJ/ano), PCH (4,6 PJ/ano), resíduos industriais (0,3 PJ/ano), miniprodução eólica (0 PJ/ano), microprodução fotovoltaica (0,4 PJ/ano) e miniprodução fotovoltaica (0,1 PJ/ano).

Ainda relativamente ao Cenário 2B, o diagrama da evolução do armazenamento de energia em albufeiras é 15% superior, em 2030, ao do Cenário de Referência (cf. Tabela 37), como se pode ver na Figura 61, mesmo com igual capacidade instalada.

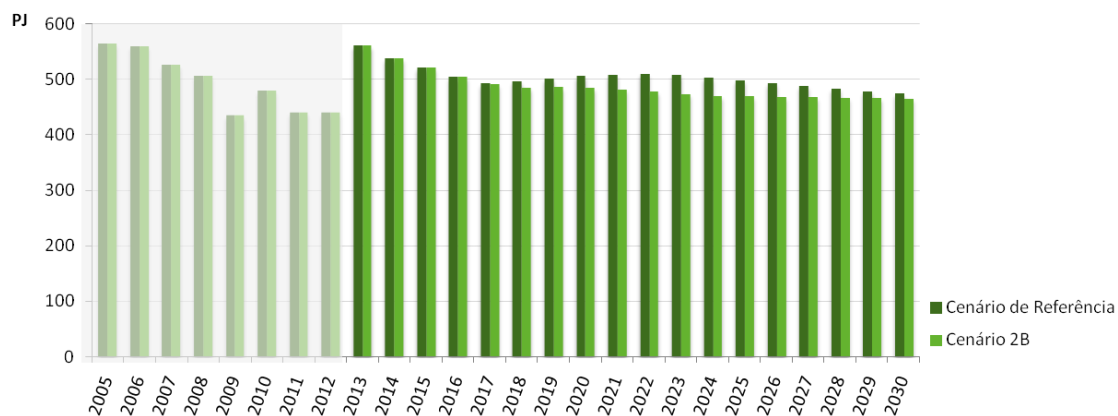


**Figura 61 – Evolução do armazenamento de energia em albufeiras, para o Cenário de Referência e para o Cenário 2B.**

**Tabela 37 – Evolução do armazenamento de energia em albufeiras, em PJ, para o Cenário de Referência e para o Cenário 2B.**

	Cenário de Referência	Cenário 3
<b>2013</b>	179,2	179,2
<b>2014</b>	184,2	184,2
<b>2015</b>	188,2	188,2
<b>2016</b>	189,3	189,3
<b>2017</b>	186,5	186,5
<b>2018</b>	195,3	195,3
<b>2019</b>	189,0	189,0
<b>2020</b>	180,7	180,7
<b>2021</b>	179,2	183,8
<b>2022</b>	180,0	186,2
<b>2023</b>	181,4	189,3
<b>2024</b>	182,4	192,3
<b>2025</b>	183,4	195,6
<b>2026</b>	184,3	199,2
<b>2027</b>	185,2	203,0
<b>2028</b>	186,0	207,2
<b>2029</b>	186,3	210,7
<b>2030</b>	186,5	214,5

O Cenário 2B é também o único que se diferencia do Cenário de Referência no que toca à transformação de energia nas refinarias, que tenderá a seguir o padrão de evolução da Figura 62 (cf. Tabela 38). Em ambos os padrões de evolução apresentados pode observar-se uma tendência de decrescimento, mais acentuado para o Cenário 2B o que, tratando-se de um cenário de eletrificação sectorial, seria espectacular.



**Figura 62 – Evolução da energia transformada nas refinarias, para o Cenário de Referência e para o Cenário 2B.**

**Tabela 38 – Evolução da energia transformada nas refinarias, em PJ, em percentagem, no período de 2013 a 2030.**

	Cenário de Referência	Cenário 2B
<b>2013</b>	565,0	565,0
<b>2014</b>	560,5	560,5
<b>2015</b>	527,5	527,5
<b>2016</b>	507,0	507,0
<b>2017</b>	435,0	435,0
<b>2018</b>	480,2	480,2
<b>2019</b>	440,6	440,6
<b>2020</b>	440,6	440,6
<b>2021</b>	561,0	561,0
<b>2022</b>	538,3	538,3
<b>2023</b>	521,4	521,4
<b>2024</b>	504,8	504,8
<b>2025</b>	493,0	491,8
<b>2026</b>	497,5	485,8
<b>2027</b>	502,1	486,1
<b>2028</b>	506,4	485,4
<b>2029</b>	508,6	482,6
<b>2030</b>	510,6	478,9

#### 4.1.2.5 Cenário 3

O Cenário 3 é caracterizado pela criação de interligações que facilitam a importação e exportação de energia elétrica. Neste cenário a produção de eletricidade por centrais e sistemas com base em FER aumenta, como se pode verificar na Figura 63 (cf. Tabela 39), enquanto a utilização de carvão para produzir energia elétrica diminui e o gás natural deixa de contribuir para suprir as necessidades elétricas, cf. Figura 64 e Tabela 40.

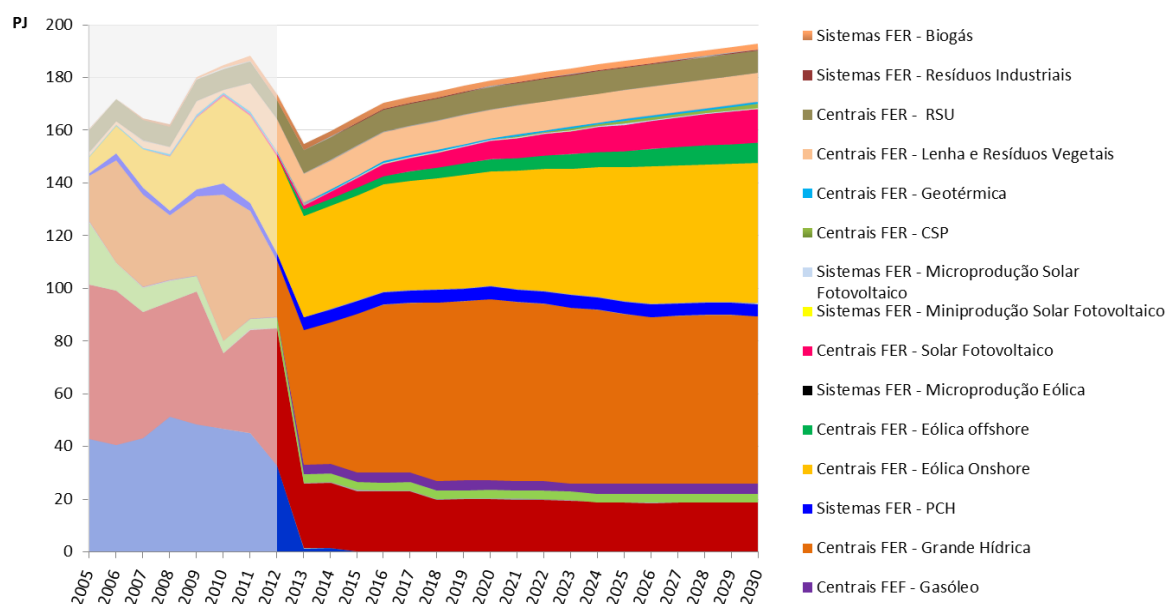


Figura 63 – Evolução da produção de eletricidade, por centro eletroprodutor, para o Cenário 3.

Tabela 39 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por centro eletroprodutor, para o Cenário 3.

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Grande Hídrica	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Solar Fotovoltaico	CSP	Outras Renováveis <sup>(1)</sup>
2013	1,4	24,5	3,3	4,0	51,0	38,6	2,5	1,5	0,0	27,7
2014	1,6	24,6	3,3	4,0	53,6	39,4	2,8	2,5	0,0	27,7
2015	0,3	22,7	3,3	4,0	60,0	40,2	3,2	3,5	0,0	27,7
2016	0,3	22,5	3,3	4,0	63,6	40,8	3,5	4,5	0,0	27,7
2017	0,3	22,7	3,3	4,0	64,0	41,6	3,8	5,1	0,0	27,7
2018	0,0	19,8	3,3	4,0	67,6	42,4	4,1	5,7	0,0	27,7
2019	0,0	19,9	3,3	4,0	67,9	43,2	4,4	6,3	0,0	27,7
2020	0,0	20,0	3,3	4,0	68,5	43,7	4,7	6,9	0,0	27,7
2021	0,0	19,8	3,3	4,0	67,7	45,0	5,1	7,5	0,3	27,7
2022	0,0	19,6	3,3	4,0	67,1	46,4	5,4	8,0	0,3	27,7
2023	0,0	19,3	3,3	4,0	66,1	47,9	5,7	8,6	0,8	27,7
2024	0,0	19,1	3,3	4,0	65,3	49,4	6,0	9,2	0,8	27,7
2025	0,0	18,7	3,3	4,0	64,2	50,9	6,3	9,8	1,3	27,7
2026	0,0	18,5	3,3	4,0	63,3	52,5	6,6	10,4	1,3	27,7
2027	0,0	18,6	3,3	4,0	63,6	52,5	7,0	11,0	1,3	27,7
2028	0,0	18,7	3,3	4,0	63,9	52,5	7,3	11,6	1,3	27,7
2029	0,0	18,7	3,3	4,0	63,9	52,5	7,6	12,2	1,6	27,7
2030	0,0	18,5	3,3	4,0	63,5	53,3	7,9	12,8	1,6	27,7

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade por parte das seguintes centrais, cuja produção é igual para todo o período em análise: geotérmicas (0,7 PJ/ano), biogás (2,2 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano), lenha (10,9 PJ/ano), PCH (4,6 PJ/ano), resíduos industriais (0,3 PJ/ano), miniprodução eólica (0 PJ/ano), microprodução fotovoltaica (0,4 PJ/ano) e miniprodução fotovoltaica (0,1 PJ/ano).

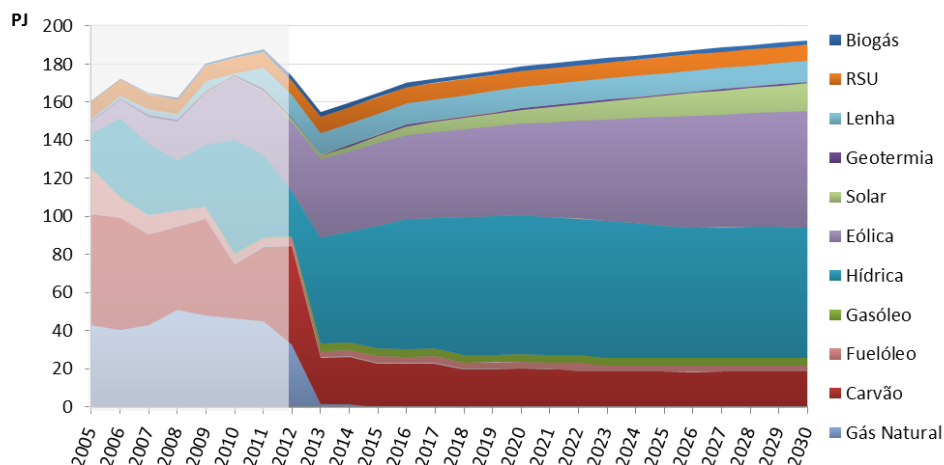


Figura 64 – Evolução da produção de eletricidade, por fonte de energia, para o Cenário 3.

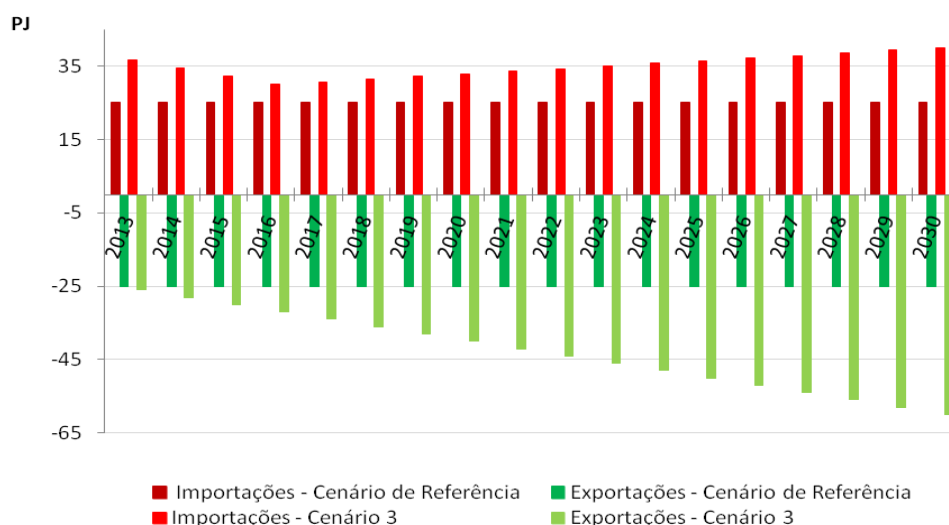
Tabela 40 – Evolução da produção de eletricidade, em PJ, por fonte de energia, para o Cenário 3.

	Gás Natural	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Hídrica	Eólica	Solar	Outras FER <sup>(1)</sup>
2013	1,4	24,5	3,3	4,0	55,6	41,1	2,0	22,3
2014	1,6	24,6	3,3	4,0	58,2	42,3	3,0	22,3
2015	0,3	22,7	3,3	4,0	64,6	43,4	4,0	22,3
2016	0,3	22,5	3,3	4,0	68,3	44,3	5,0	22,3
2017	0,3	22,7	3,3	4,0	68,7	45,4	5,6	22,3
2018	0,0	19,8	3,3	4,0	72,2	46,5	6,2	22,3
2019	0,0	19,9	3,3	4,0	72,6	47,6	6,8	22,3
2020	0,0	20,0	3,3	4,0	73,2	48,4	7,4	22,3
2021	0,0	19,8	3,3	4,0	72,4	50,1	8,3	22,3
2022	0,0	19,6	3,3	4,0	71,7	51,8	8,9	22,3
2023	0,0	19,3	3,3	4,0	70,7	53,6	9,9	22,3
2024	0,0	19,1	3,3	4,0	70,0	55,4	10,5	22,3
2025	0,0	18,7	3,3	4,0	68,8	57,2	11,6	22,3
2026	0,0	18,5	3,3	4,0	67,9	59,1	12,2	22,3
2027	0,0	18,6	3,3	4,0	68,2	59,5	12,8	22,3
2028	0,0	18,7	3,3	4,0	68,5	59,8	13,4	22,3
2029	0,0	18,7	3,3	4,0	68,6	60,1	14,3	22,3
2030	0,0	18,5	3,3	4,0	68,1	61,2	14,9	22,3

<sup>(1)</sup> Inclui produção de eletricidade a partir das seguintes FER, cuja produção é igual para todo o período em análise: biogás (2,2 PJ/ano), geotermia (0,7 PJ/ano), RSU (8,6 PJ/ano) e lenha (10,9 PJ/ano).

Posto isto, a evolução do volume de importações e exportações de eletricidade altera-se face ao Cenário de Referência (as importações aumentam 60% e as exportações 140%, em 2030) – cf. Figura 65 e Tabela 41. O aumento da utilização dos recursos eólico e solar na geração de eletricidade, principalmente, vêm traçar a tendência da evolução deste cenário num horizonte mais alargado do que o do período em análise: a criação de uma rede forte de interligações de Portugal com o resto da Europa e com o Norte de África poderia levar ao crescimento da potência instalada com base em

FER, reduzindo a dependência externa de combustíveis fósseis, mantendo a garantia de abastecimento via as trocas de eletricidade derivadas deste reforço das interligações.



**Figura 65 – Evolução das importações e exportações de eletricidade, no período de 2013 a 2030, para o Cenário de Referência e para o Cenário 3.**

**Tabela 41 – Evolução das importações e exportações de eletricidade, em PJ, no período de 2013 a 2030, para o Cenário de Referência e para o Cenário 3.**

	Importações		Exportações	
	Cenário de Referência	Cenário 3	Cenário de Referência	Cenário 3
2013	25	36,6	-25	-26,1
2014	25	34,4	-25	-28,1
2015	25	32,2	-25	-30,1
2016	25	30	-25	-32
2017	25	30,7	-25	-34
2018	25	31,4	-25	-36
2019	25	32,1	-25	-38
2020	25	32,9	-25	-40
2021	25	33,6	-25	-42
2022	25	34,3	-25	-44
2023	25	35	-25	-46
2024	25	35,7	-25	-48
2025	25	36,4	-25	-50
2026	25	37,1	-25	-52
2027	25	37,9	-25	-54
2028	25	38,6	-25	-56
2029	25	39,3	-25	-58
2030	25	40	-25	-60

## 4.2 Comparação de diferentes apostas estratégicas

O comportamento de cada cenário desenvolvido face ao cumprimento das metas europeias impostas a Portugal para 2020 é um ponto fulcral neste estudo.

A meta definida para a incorporação de 30,4% de FER no eixo do aquecimento e arrefecimento já tinha sido ultrapassada em 2010, pelo que o seu cumprimento está assegurado. No entanto, a percentagem de FER tem tendência para continuar a aumentar – Figura 66, –, sendo essa evolução comum a quatro cenários, sendo o Cenário 2B o que se diferencia por ainda maior incorporação de FER.

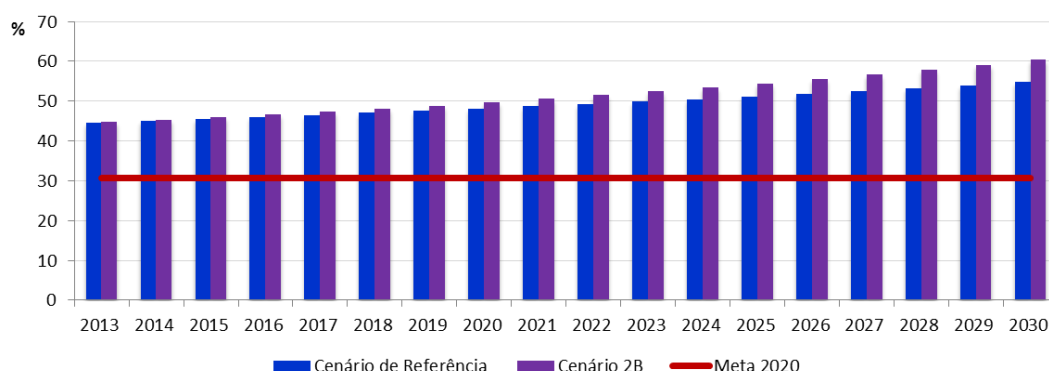


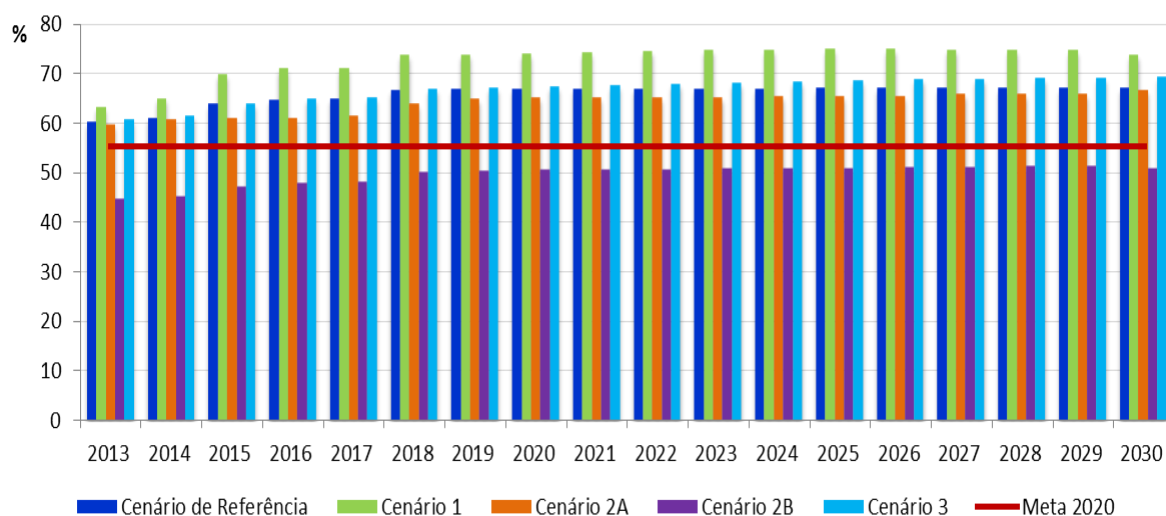
Figura 66 – Evolução da contribuição das FER no aquecimento e arrefecimento, no período de 2013 a 2030.

Tabela 42 – Evolução da incorporação de FER no eixo do aquecimento e arrefecimento, em percentagem, no período de 2013 a 2030.

	Cenário de Referência	Cenário 2B
2013	44,6	44,7
2014	45,1	45,3
2015	45,5	46,0
2016	46,1	46,6
2017	46,5	47,3
2018	47,0	48,1
2019	47,5	48,9
2020	48,1	49,7
2021	48,6	50,5
2022	49,2	51,4
2023	49,8	52,4
2024	50,5	53,4
2025	51,1	54,4
2026	51,8	55,5
2027	52,5	56,6
2028	53,2	57,8
2029	54,0	59,1
2030	54,7	60,4



À produção de eletricidade pertence a meta de incorporação de FER mais ambiciosa, 55,3%. O indicador referente a esta meta devolveu resultados diferentes para cada cenário – cf. Figura 67 e Tabela 43. Apenas os valores obtidos para o Cenário 2B não atingem a meta para 2020.



**Figura 67 – Evolução da incorporação de FER na produção de eletricidade, no período de 2013 a 2030.**

**Tabela 43 – Evolução da incorporação de FER na produção de eletricidade, em percentagem, no período de 2013 a 2030 (meta para 2020 = 55,3%).**

	Cenário de Referência	Cenário 1	Cenário 2A	Cenário 2B	Cenário 3
<b>2013</b>	60,3	63,2	59,8	44,8	60,8
<b>2014</b>	61,2	65,1	60,9	45,4	61,6
<b>2015</b>	63,9	69,9	61,0	47,2	64,0
<b>2016</b>	64,8	71,0	61,1	48,0	65,0
<b>2017</b>	65,0	71,2	61,6	48,3	65,2
<b>2018</b>	66,7	73,8	64,0	50,1	67,0
<b>2019</b>	66,9	73,9	64,9	50,4	67,2
<b>2020</b>	67,0	74,0	65,2	50,7	67,4
<b>2021</b>	67,0	74,3	65,2	50,8	67,7
<b>2022</b>	67,1	74,6	65,2	50,8	67,9
<b>2023</b>	67,1	74,9	65,2	50,9	68,2
<b>2024</b>	67,1	74,9	65,5	51,0	68,4
<b>2025</b>	67,1	75,0	65,5	51,1	68,7
<b>2026</b>	67,1	75,0	65,5	51,2	68,9
<b>2027</b>	67,1	74,9	65,9	51,3	69,0
<b>2028</b>	67,1	74,8	65,9	51,4	69,1
<b>2029</b>	67,1	74,7	65,9	51,5	69,2
<b>2030</b>	67,1	73,8	66,8	50,9	69,4

No eixo dos transportes, a meta que lhe está associada de 10% de incorporação de FER nos consumos deste sector, tem sido alvo de discussão nos últimos tempos devido a questões de sustentabilidade ambiental, estando a ser considerado, a nível da EU, uma redução dessa meta para

7%. Esta possível redução da meta em três valores percentuais tem por exemplo em atenção a competição da produção de biodiesel com a indústria alimentar, que provocou o aumento do preço de alimentos que também podem servir de matéria-prima na produção de biodiesel, como óleos vegetais. Neste estudo assumiu-se que a incorporação de biodiesel neste sector se manteria igual para todos os cenários analisados, seguindo o diagrama apresentado na Figura 68.

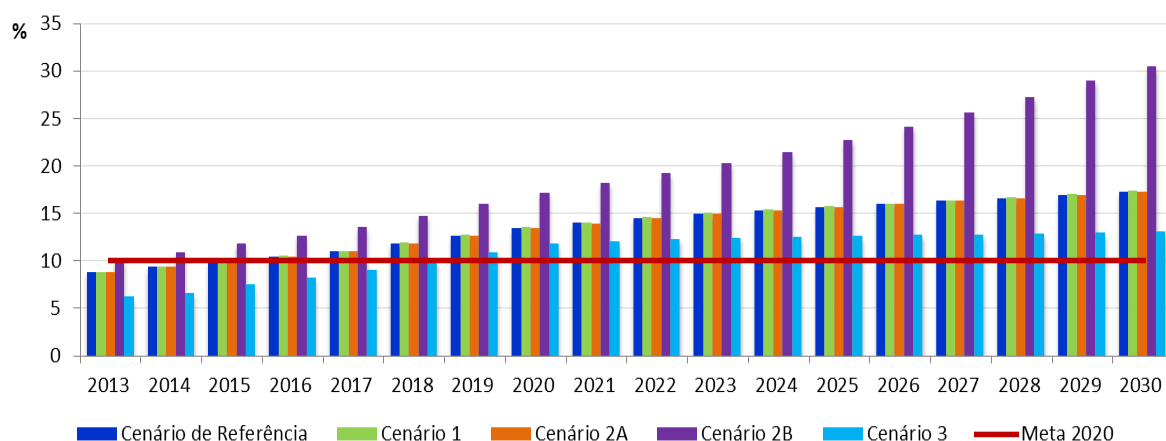


**Figura 68 – Evolução da incorporação de biodiesel no sector dos transportes, no período de 2013 a 2030.**

O indicador referente à percentagem de incorporação de FER no sector dos transportes devolveu resultados distintos para todos os cenários, sendo a meta para 2020 superada nos cinco casos – Figura 69, Tabela 44. O destaque do Cenário 2B deve-se à aposta na mobilidade elétrica no eixo dos transportes rodoviários em detrimento dos combustíveis de origem fóssil.

**Tabela 44 – Evolução da incorporação de FER no sector dos transportes, em percentagem, no período de 2013 a 2030 (meta para 2020 = 10%).**

	Cenário de Referência	Cenário 1	Cenário 2A	Cenário 2B	Cenário 3
<b>2013</b>	8,8	8,8	8,8	10,1	6,2
<b>2014</b>	9,4	9,4	9,4	10,9	6,7
<b>2015</b>	9,9	10,0	9,9	11,8	7,5
<b>2016</b>	10,5	10,5	10,4	12,7	8,3
<b>2017</b>	11,0	11,1	11,0	13,6	9,0
<b>2018</b>	11,8	11,9	11,8	14,7	10,0
<b>2019</b>	12,6	12,7	12,6	15,9	10,9
<b>2020</b>	13,4	13,5	13,4	17,2	11,9
<b>2021</b>	14,0	14,0	14,0	18,2	12,1
<b>2022</b>	14,5	14,6	14,5	19,2	12,3
<b>2023</b>	14,9	15,0	14,9	20,3	12,4
<b>2024</b>	15,3	15,4	15,3	21,4	12,5
<b>2025</b>	15,6	15,7	15,6	22,7	12,6
<b>2026</b>	16,0	16,0	15,9	24,1	12,7
<b>2027</b>	16,3	16,4	16,3	25,6	12,8
<b>2028</b>	16,6	16,7	16,6	27,2	12,9
<b>2029</b>	16,9	17,0	16,9	29,0	12,9
<b>2030</b>	17,3	17,3	17,3	30,4	13,0

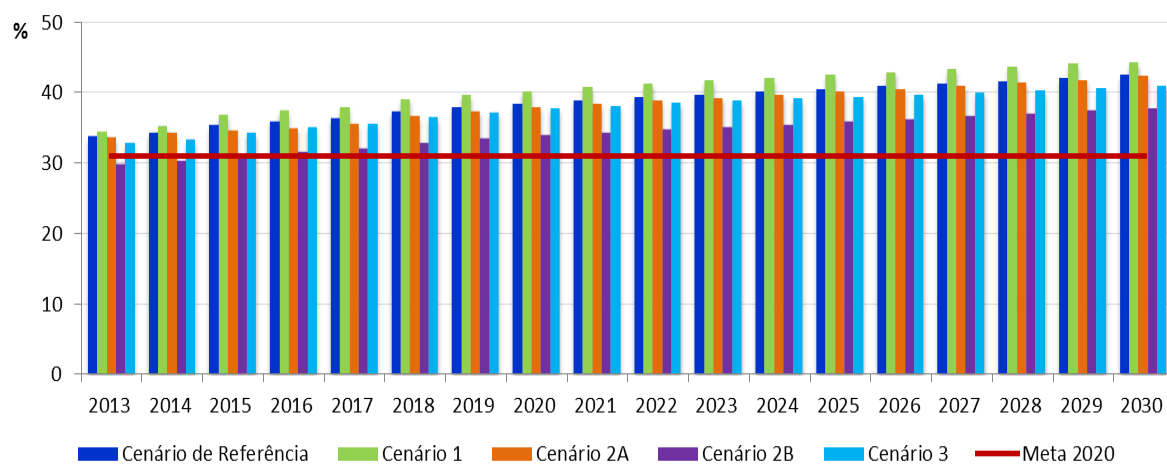


**Figura 69 – Evolução da incorporação de FER no sector dos transportes, no período de 2013 a 2030.**

Finalmente, os resultados resultantes do indicador relativo à percentagem de incorporação de FER no consumo final bruto de energia demonstraram que, mais uma vez, nos cinco casos a meta estipulada para 2020, valendo 31%, era superada, com o Cenário 2B a obter o resultado menos “folgado” e os outros cenários a obterem resultados muito próximos entre si – Figura 70, Tabela 45.

**Tabela 45 – Evolução da incorporação de FER no consumo final bruto de energia, em percentagem, no período de 2013 a 2030 (meta para 2020 = 31%).**

	Cenário de Referência	Cenário 1	Cenário 2A	Cenário 2B	Cenário 3
<b>2013</b>	33,8	34,6	33,7	29,9	32,9
<b>2014</b>	34,4	35,4	34,3	30,4	33,4
<b>2015</b>	35,4	36,9	34,7	31,2	34,4
<b>2016</b>	36,0	37,6	35,1	31,7	35,1
<b>2017</b>	36,5	38,0	35,6	32,2	35,6
<b>2018</b>	37,4	39,2	36,7	33,0	36,6
<b>2019</b>	38,0	39,8	37,5	33,6	37,3
<b>2020</b>	38,5	40,3	38,1	34,1	37,9
<b>2021</b>	39,0	40,9	38,5	34,4	38,3
<b>2022</b>	39,4	41,4	39,0	34,8	38,6
<b>2023</b>	39,9	41,9	39,4	35,2	38,9
<b>2024</b>	40,2	42,3	39,9	35,5	39,3
<b>2025</b>	40,6	42,7	40,2	35,9	39,6
<b>2026</b>	41,0	43,1	40,6	36,3	39,9
<b>2027</b>	41,4	43,4	41,1	36,8	40,2
<b>2028</b>	41,8	43,8	41,5	37,2	40,4
<b>2029</b>	42,2	44,2	41,9	37,6	40,7
<b>2030</b>	42,6	44,4	42,5	37,9	41,1



**Figura 70 – Evolução da incorporação de FER no consumo final bruto de energia, no período de 2013 a 2030.**

## 5. Conclusões e trabalho futuro

Este estudo surgiu com o intuito de desenvolver e apresentar um conjunto de possíveis cenários para a evolução do sistema energético português até 2030, garantindo que estes salvaguardassem o cumprimento das metas europeias para 2020 assumidas por Portugal e tendo em conta as modificações do panorama económico e demográfico que ocorreram entre 2008 e 2012, i.e. entre a data da elaboração de perspetivas da procura dos PNAER/PNAEE 2010 e as estatísticas mais recentes que se puderam utilizar neste trabalho.

Reunida toda a informação histórica necessária, definiu-se um padrão de evolução da procura de energia, assumindo uma lenta recuperação da economia e tendo em conta a quebra demográfica. A evolução da oferta de energia tenderá a acompanhar a procura, por forma a satisfazer todas as necessidades, e incluindo, no eixo da produção de eletricidade, compromissos e projetos em andamento de aumento de potência instalada. Daqui resultou o Cenário de Referência, a base deste estudo. Partindo deste Cenário de Referência desenharam-se quatro variantes exploratórias deste, de forma a cobrir o universo de possibilidades de evolução do sistema energético português até 2030. Inseriram-se todos os dados num modelo do sistema energético português do LNEG montado no *software* de modelação energética-ambiental LEAP e deu-se início à construção, afinação e exploração dos cenários, sempre dando especial atenção às metas impostas pela UE a Portugal para 2020, à evolução da composição do sector de produção de eletricidade para cada cenário e ao volume de importações e exportações de eletricidade.

Dos resultados obtidos, destacam-se os seguintes:

- Em todos os casos, há uma evolução da procura de energia mais lenta que o antecipado pelo PNAER/PNAEE 2012, permite flexibilizar as soluções para o sistema energético nacional.
- No Cenário de Referência, verifica-se o cumprimento integral das metas impostas para 2020, destacando-se a incorporação de FER na produção de eletricidade, que atinge os 67%, e no consumo final bruto de energia, que toma o valor de 38,5%. É de referir que o cumprimento dos compromissos já assumidos relativos a incrementos de potência em centrais e sistemas com base em FER será mais que suficiente para satisfazer a procura de eletricidade no período analisado.
- No Cenário 1, em que a evolução de potência instalada com base em FER toma proporções tais que a certa altura impede o acesso das centrais termoelétricas convencionais à rede, destaca-se o desaparecimento da contribuição de gás natural e de carvão no sector de produção de eletricidade pouco depois do início do período de cenarização. Estaria assim em

risco a viabilidade das centrais termoelétricas convencionais e portanto colocando em risco a segurança de abastecimento. Neste cenário também são superadas todas as metas impostas ao país, sendo o cenário com maiores valores de incorporação de FER na produção de eletricidade e no consumo final bruto de energia, de 74% e 40,3%, respetivamente.

- Os resultados obtidos para o Cenário 2A, em que a evolução de potência instalada com base em FER é algo mais lenta do que no Cenário de Referência, são muito semelhantes aos do Cenário de Referência. Uma vez mais as metas europeias são superadas por alguns pontos percentuais.
- O Cenário 2B, em que a procura de eletricidade aumenta em detrimento dos combustíveis fósseis no eixo do aquecimento e arrefecimento e nos transportes rodoviários, é o único em que não é cumprida uma das metas europeias, designadamente a incorporação de FER na produção de eletricidade atinge apenas 50,7% ficando aquém dos 55,3% impostos para 2020. Isto indica que este cenário teria de ser melhor trabalhado, em particular o aumento, face à referência, na procura de eletricidade em 13% para 2020 e em 40% para 2030. Contudo, o SEN consegue responder a esse aumento, mas recorrendo a centrais com base em FEF, o que representaria um aumento da contribuição das FEF no diagrama de produção – em 2020 as centrais com base em FEF cobrem 16% no Cenário de Referência e 39% no Cenário 2B.
- No Cenário 3, em que são reforçadas as interligações elétricas entre Portugal, a Europa e o Norte de África, o aumento de volume de importações e exportações de eletricidade permite um aumento da produção endógena de eletricidade. É um cenário que garante a segurança de abastecimento devido ao reforço da rede de interligações com o estrangeiro e que poderia resultar na diminuição da dependência de combustíveis fósseis a longo prazo.

Desde logo a análise dos cenários evidencia a qualidade atual do SEN, uma vez que mesmo sem aumentar a potência instalada para a produção de eletricidade, existe segurança de abastecimento.

Dos resultados obtidos para cada cenário, conclui-se que as metas de incorporação de FER para 2020 poderiam ser um pouco mais ambiciosas que o previsto no PNAER/PNAEE 2010, ou em alternativa que o esforço na instalação de mais potência de FER poderia ser reduzido.

O modelo do LNEG para o sistema energético português está continuamente a ser sofisticado. Como trabalhos futuros, e dentro do âmbito da eletricidade sobre que este trabalho mais incidiu, considera-se que dentro das prioridades para melhoria do modelo estará incluir a variabilidade interanual dos recursos FER, as emissões de gases com efeito de estufa, e os custos de produção para cada tipo de tecnologia, isto de forma a obter uma ordem de mérito mais realista para as centrais elétricas e a possibilitar cenários de tipo antecipatório. Dessa forma seria possível contribuir em

concreto para as políticas e medidas públicas na área energético-ambiental, para além do que já se pode contribuir neste momento a um nível estratégico.





## 6. Bibliografia

- AGUIAR, Ricardo. *Atualização do modelo demográfico para Portugal do LNEG*. Comunicação confidencial, Ministério da Economia e do Emprego. 2012a.
- AGUIAR, Ricardo. *Demografia e Análise Energética: Cenários SRES do IPCC adaptados a Portugal*. 2012b.
- AGUIAR, Ricardo. *Modelo da Procura de Energia Sectorial para Portugal do LNEG*. Comunicação confidencial, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. 2013a.
- AGUIAR, Ricardo. *Modelo LNEG do sistema Energético Português: A Procura de Energia até 2030 (Contribuição para o refrescamento dos cenários do PNAER e PNAEE)*. 2013b.
- AGUIAR, Ricardo. *Cenários Energético LNEG: Construção de cenários*. 2014.
- AMADOR, João. *Produção e Consumo de Energia em Portugal: Factos Estilizados*. Boletim Económico: Banco de Portugal, 2010, 71-85.
- APA – Agência Portuguesa do Ambiente, Comité Executivo da Comissão para as alterações Climáticas. *Roteiro Nacional de Baixo Carbono*. 2012.
- APA – Agência Portuguesa do Ambiente. *Protocolo de Quioto*. Janeiro de 2014. <http://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=119&sub3ref=500>
- APREN, Deloitte. *Estudo do Impacto Macroeconómico do Sector das energias Renováveis em Portugal*. 2009.
- APREN. 20 de Fevereiro de 2014. <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/metadados>
- ATKearney, INESC Porto. *Recomendações para uma estratégia sustentável de eficiência energética e exploração de energias renováveis*. 2012.
- BBC. 11 de Abril de 2014. [http://www.bbc.co.uk/portuguese/especial/1642\\_petroleo/](http://www.bbc.co.uk/portuguese/especial/1642_petroleo/)
- Comissão Europeia. *Europa 2020: Objectivos da estratégia Europa 2020*. Janeiro de 2014. [http://ec.europa.eu/europe2020/targets/eu-targets/index\\_pt.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/targets/eu-targets/index_pt.htm)
- COSTA, Jorge. *A Cogeração em Portugal: Desafios e Oportunidades*. 2011.
- DAMAS, Manuela. *Avaliação de Cenários para a Evolução do Sistema Energético em Portugal*. Dissertação (Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores), Universidade do Porto – Faculdade de Engenharia, 2008.
- DGEG. *Balanços Energéticos Nacionais de 2005 a 2012 (provisório até à data)*. 2011 – 2014a.

DGEG. *Renováveis: Estatísticas rápidas – nº 111*. 2014b.

e2p – Energias Endógenas de Portugal. Setembro de 2013. <http://e2p.inegi.up.pt/>

EDA – Electricidade dos Açores. *Produção de Energia*. Setembro de 2013.  
<http://www.eda.pt/EDA/Paginas/ProducaoEnergia.aspx>

EDP. Maio de 2014. <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>

EEA. *Scenarios as tool for international environmental assessments*. 2001.

EEA. *Looking back on looking forward: a review of evaluative scenario literature*. 2009.

EEA. *Knowledge base for Forward-Looking Information and Services: Catalogue of scenario studies*. 2011.

EEA. *BLOSSOM – Bridging long-term scenario and strategy analysis: organization and methods*. 2011.

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira. *Caracterização da rede de transporte e distribuição do SEPM em AT e MT: Edição de 2005*. 2006.

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira. *Caracterização da rede de transporte e distribuição do SEPM em AT e MT: Edição de 2006*. 2007.

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira. *Caracterização da rede de transporte e distribuição do SEPM em AT e MT: Edição de 2007*. 2008.

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira. *Caracterização da rede de transporte e distribuição do SEPM em AT e MT: Edição de 2008*. 2009.

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira. *Caracterização da rede de transporte e distribuição do SEPM em AT e MT: Edição de 2009*. 2010.

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira. *Caracterização da rede de transporte e distribuição do SEPM em AT e MT: Edição de 2010*. 2011.

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira. *Caracterização da rede de transporte e distribuição do SEPM em AT e MT: Edição de 2011*. 2012.

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira. *Caracterização da rede de transporte e distribuição do SEPM em AT e MT: Edição de 2012*. 2013.

ESTANQUEIRO, Ana. *Sistemas Elétricos com Elevada Produção Renovável: No futuro, o que nos espera?*. 2014.

EUROSTAT. *Energy, transport and environment indicators*. 2013.

- E.VALUE. *Novas tecnologias energéticas: Roadmap Portugal 2050 (D1: Quadro Internacional de Novas Tecnologias Energéticas)*. 2010a.
- E.VALUE, CENSE. *Novas tecnologias energéticas: Roadmap Portugal 2050 (D3: Análise da Competitividade Expectável das Novas Tecnologias Energéticas)*. 2010b.
- GALP ENERGIA. Maio de 2014a. <http://www.galpenergia.com/PT/agalpenenergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Cogeracao/Paginas/Mercado-da-cogeracao-em-Portugal.aspx>
- GONÇALVES, Ana Maria. *EDP suspende construção da barragem do Alvito*. Março de 2014. [http://economico.sapo.pt/noticias/edp-suspende-construcao-da-barragem-do-alvito\\_131674.html](http://economico.sapo.pt/noticias/edp-suspende-construcao-da-barragem-do-alvito_131674.html)
- Hubbert Curve Webquest*. Março de 2014. <http://klemow.wilkes.edu/Hubbert.Webquest.html>
- INE. *Inquérito ao consumo de energia no sector doméstico – 2010*. 2011.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. 2014.
- LEAP – Long range Energy Alternatives Planning system. Setembro de 2013. <http://www.energycommunity.org/default.asp?action=47>
- PINA, André. *Supply and Demand Dynamics in Energy Systems Modeling*. Tese (Doutorado em Sistemas Sustentáveis de Energia), Universidade Técnica de Lisboa – Instituto Superior Técnico, 2012.
- PNBEPH – Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico. Março de 2014. <http://pnbeph.inag.pt/np4/p/projectos>.
- RCM – Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008, de 20 de maio. *Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética – Portugal Eficiência 2015*. 2008.
- RCM – Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril. *Anexo: Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020)*. 2010.
- RCM – Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril. *Parte I: Estratégia para a Eficiência Energética – PNAEE 2016; Parte II: Estratégia para as Energias Renováveis – PNAER 2020*. 2013.
- RCM – Resolução do Conselho de Ministros n.º 40/2014, de 25 de junho. *Portaria n.º 125/2014: Artigo 2.º - Serviços de Prospectiva e Planeamento*. 2014
- REN – Rede Elétrica Nacional. *Electricidade: Centro de Informação*. Setembro 2013 a Janeiro de 2014. <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>

República Portuguesa. *Plano Nacional de Acção para as Energia Renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE*. 2010.

SANTOS, António. *Energia e a Crise. A mudança de paradigma energético*. Março de 2014.  
<http://www.edificioseenergia.pt/pt/a-revista/artigo/energia-e-a-crise-a-mudanca-de-paradigma-energetico>.

SEI – Stockholm Environment Institute. *LEAP: Training Exercises*. 2012.

SEI – Stockholm Environment Institute. *LEAP 2014 User Guide*. Setembro de 2013 a Maio de 2014.  
<http://www.energycommunity.org/WebHelpPro/LEAP.htm>

SILVA, Luis. *Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020)*. 2010.

SREA – Serviço Regional de Estatística dos Açores. *Produção de Energia Eléctrica*. Setembro de 2013.  
<http://estatistica.azores.gov.pt:81/ReportServer/Pages/ReportViewer.aspx?%2fRelatoriosVari%2fEnergia-Produ%u00e7%u00e3o&rs%3aCommand=Render>